

# **Analyse av ukonvensjonell oljeproduksjon i Canada**

*Hvordan vil den kanadiske oljesandindustrien utvikle seg i perioden  
2000-2030?*

**Halvor Briseid Storrøsten**

**Februar 2006**

---

**Økonomisk Institutt  
Universitetet i Oslo**

## **FORORD**

Oppgaven ble skrevet på Statistisk Sentralbyrå i Oslo og Økonomisk Institutt ved Universitetet i Oslo, i perioden høsten 2005 til våren 2006. Oppgavens modellering av oljesandindustrien inngår i Statistisk Sentralbyrå sin FRISBEE modell for det globale olje og gassmarkedet.

Jeg vil takke min veileder Knut Einar Rosendahl for meget god veiledning og hjelp med både praktiske og teoretiske spørsmål under arbeidet, samt kommentarer til oppgaven. Videre ønsker jeg å takke Finn Roar Aune for kjøring av FRISBEE modellen. Takk rettes også til ansatte ved Økonomisk Institutt, ansatte ved Statistisk Sentralbyrå og mine medstudenter for en hyggelig studietid.

Oslo, februar 2006  
Halvor Briseid Storrøsten

## Analyse av ukonvensjonell oljeproduksjon i Canada

”Hvordan vil den kanadiske oljesandindustrien utvikle seg i perioden 2000-2030?”

### Sammendrag

I desember 2002 utgaven av tidsskriftet Oil & Gas Journal ble Albertas bitumenreserver inkludert i Canada sine etablerte oljereserver, hvilket økte disse fra 4,9 til 180 milliarder fat (OGJ 2002). Enorme reserver og teknologiske fremskritt gjør ukonvensjonell kanadisk olje til en ny og viktig faktor på det globale oljemarkedet i fremtiden.

Oppgaven modellerer oljesandindustrien i perioden 2000-2030 innenfor rammeverket til den rekursivt dynamisk partielle likevektsmodellen FRISBEE (Aune et al., 2005). Modellen lar profittmaksimerende produsenter tilpasse seg en oljepris diktert av OPEC, gitt produksjonskostnader og oljereserver. Ulik produksjonsteknologi gjør det hensiktsmessig å dele industrien inn i to feltgrupper: åpne miner og *in situ*. En sentral del av oppgaven er identifikasjon av feltgruppenes produksjonskostnader, reservestørrelser og andre parametere nødvendig for FRISBEE simulering. Oppgaven gir også et kvantitativt anslag på de mest sentrale miljøkostnadene, men ingen verdsetting av godene som går tapt. Vi finner at produksjonskostnadene ligger noe i overkant av 20US\$ per fat syntetisk råolje for begge feltgruppene. Driftskostnadene varierer sterkt med gassprisen.

FRISBEE modellen ble kjørt i tre prisscenarier: 20, 40 og 60US\$ per fat. Scenariet med en produsentpris på 40US\$/fat brukes som referanse. Dette kjøres også med CO<sub>2</sub>-kvoter og rask teknologisk utvikling. Simuleringen gir at fremtidig produksjonsvekst er robust. Samtidig er størrelsesordenen sensitiv overfor endringer i oljepris og teknologisk vekst. I lavprisscenariet fant vi at årlig produksjon fra 2005 til 2030 økte med 78 prosent. Tilsvarende tall er henholdsvis 483 og 753 prosent i referanse og høyprisscenariet. Hurtig teknologisk utvikling økte akkumulert produksjon i perioden 2000-2030 med 21 prosent relativt til referansescenariet, mens innføring av klimakvoter i 2010 (10US\$/tonn) reduserte produksjonen i perioden 2010-2030 med 1,6 prosent

Den empiriske FRISBEE modellen er lite egnet for teoretisk analyse. Det settes derfor opp en teoretisk modell som viser hvilke økonomiske mekanismer som ligger bak endringene i tilpasning av optimalt produksjonsnivå ved skift i priser, innføring av klimakvoter og teknologisk utvikling. Modellen innehar FRISBEE sine mest relevante egenskaper med henhold til oppgavens problemstillinger.

Oppgaven konkluderer med at oljesandindustrien vil være en stadig viktigere faktor på det globale oljemarkedet i tiden fremover. Canadas samlede oljeproduksjon vil høyst sannsynlig øke, på tross av kraftig redusert konvensjonell produksjon i perioden.

# INNHALDSFORTEGNELSE

FORORD.....	i
SAMMENDRAG.....	ii
1. INNLEDNING.....	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven.....	1
1.2 Oppgavens motivasjon, mål, modellering og oppbygning.....	1
2. RESSURSMENGDE, BITUMENKARAKTERISTIKK OG PRODUKSJONSTEKNOLOGI.....	3
2.1 Ressursmengde.....	3
2.2 Oljesand og bitumenkarakteristikk.....	4
2.3 Produksjonsteknologi i oljesandindustrien.....	4
2.3.1 Produksjon ved åpne miner.....	4
2.3.2 Produksjon <i>in situ</i> .....	6
2.3.2.1 Primær/kald utvinning av bitumen.....	6
2.3.2.2 "Cyclic Steam Stimulation" (CSS).....	7
2.3.2.3 "Steam Assisted Gravity Drainage" (SAGD).....	7
2.3.3 Oppgradering av bitumen til syntetisk råolje.....	8
2.4 Teknologisk utvikling.....	8
2.4.1 Åpne miner og teknologisk utvikling.....	8
2.4.2 <i>In situ</i> og teknologisk utvikling.....	9
2.4.2.1 "Vapour Extraction Process" (VAPEX™).....	9
2.4.2.2 "Toe-to-heel Air Injection" (THAI/CAPRI).....	9
2.4.2.3 Videreutvikling av SAGD.....	9
3. REDEGJØRELSE FOR FRISBEE MODELLEN.....	11
3.1 Modellering av produksjon og investering i kapasitet.....	11
3.2 Kategorisering av reserver og deres utvikling over tid.....	12
3.3 Modellering av produksjonskostnader.....	14
3.3.1 Driftskostnader.....	14
3.3.2 Investeringskostnader.....	15
3.4 Produsentenes tilpasning.....	17
4. MODELLERING AV OLJESANDINDUSTRIEN.....	19
4.1 Ressursmengde.....	20
4.2 Modellering av produksjon av syntetisk råolje fra åpne miner.....	21
4.3 Modellering av produksjon av syntetisk råolje i <i>in situ</i> feltgruppen.....	23
4.4 Miljøkostnader.....	25
4.4.1 Luftforurensing.....	25
4.4.2 Landskap.....	26
4.4.3 Vannforbruk.....	27
4.5 Oppsummering av kostnader.....	27
4.6 Skatter og royaltutbetalinger.....	28
4.7 Fastsetting av gjenværende parametere.....	29
4.7.1 Kalibrering av $DRR_0$ og delta.....	29
4.7.2 Kalibrering av $f_i$ .....	29
4.7.3 Kalibrering av gamma.....	29

---

4.7.4 Kalibrering av REC, IOR0 og IOREXP.....	30
4.7.5 Fastsettelse av RISK.....	31
4.8 Oppsummering av modellens parametere.....	31
5. ANALYSE AV OLJESANDINDUSTRIEN I PERIODEN 2000-2030.....	32
5.1 Den teoretiske modellen.....	32
5.2 Referansescenariet.....	36
5.2.1 Teoretisk analyse av effekter fra gjenværende reserve og gasspris.....	36
5.2.2 FRISBEE resultater i referansescenariet.....	38
5.3 Ulike prisscenarier: Produksjon ved en produsentpris på 20, 40 og 60US\$ per fat.....	40
5.3.1 Teoretisk analyse av en permanent økning i produsentpris.....	40
5.3.2 FRISBEE resultater i de ulike prisscenariene.....	41
5.4 Innføring av globale CO <sub>2</sub> E-kvoter.....	42
5.4.1 Teoretisk analyse av innføring av globale CO <sub>2</sub> E-kvoter.....	42
5.4.2 FRISBEE resultater ved innføring av globale CO <sub>2</sub> E-kvoter.....	43
5.5 Teknologisk utvikling.....	44
5.5.1 Teoretisk analyse av teknologisk utvikling.....	44
5.5.2 FRISBEE resultater ved hurtig teknologisk utvikling.....	45
5.6 Oppsummering av resultater.....	46
6. KONKLUSJONER.....	49
REFERANSER.....	50
APPENDIKS 1: Notasjon.....	52
APPENDIKS 2: FRISBEE utregninger.....	54
APPENDIKS 3: Utvalgte FRISBEE resultater.....	56
APPENDIKS 4: Utvalgte utregninger i den teoretiske modellen.....	62

# 1 INNLEDNING

## 1.1 Bakgrunn for oppgaven

Oppgavens modellering av oljesandindustrien inngår i FRISBEE<sup>1</sup> modellen (Aune et al., 2005). Dette er en rekursiv dynamisk partiell likevektsmodell av det globale olje og gassmarkedet, utarbeidet av Statistisk Sentralbyrå. Modellen lar OPEC opptre som et enhetlig profittmaksimerende kartell som bestemmer prisen på det internasjonale oljemarkedet. Et mål er å finne optimal oljepris fra OPEC sitt ståsted. Bitumenreservene i Canada utgjør verdens nest største etablerte reserver, men er dyre å utvinne. Hvordan tilbudet fra oljesandindustrien responderer på ulike oljepriser blir dermed høyst relevant for denne problemstillingen. FRISBEE kan også brukes til å analysere en rekke andre sider ved det globale olje og gassmarkedet, deriblant innføring a CO<sub>2</sub>-kvoter eller, som i denne oppgaven, framskrivning av produksjon i en bestemt geografisk region.

## 1.2 Oppgavens motivasjon, mål, modellering og oppbygning

I desember 2002 inkluderte Oil & Gas Journal bitumenreservene i Canadas etablerte oljereserver. Resultatet var at disse steg fra 4,9 til hele 180 milliarder fat, nok til å rangere Canadas oljereserver som verdens nest største (OGJ 2002). Det lave produksjonsnivået, relativt til etablerte reserver, tilsier at Canada kan øke produksjonen betydelig i nær fremtid. På den annen side har industrien et høyere kostnadsnivå enn konvensjonell produksjon. Enorme reserver og høye produksjonskostnader førte til at en del tidlige intertemporære studier av oljemarkedet refererte til ukonvensjonell olje som "backstop-teknologi" (se f. eks Dasgupta og Heal, 1981, s. 176). Teknologiske fremskritt og daglig produksjon på 994 tusen fat i 2004 (CAPP 2005a) indikerer at oljesandindustrien nå i ferd med å "våkne". Mye tyder på at industrien vil utgjøre en ny og viktig faktor på det globale oljemarkedet i tiden fremover.

Denne oppgavens mål er å gi en velbegrunnet framskrivning av kanadisk ukonvensjonell oljeproduksjon i tidsrommet 2000-2030 i ulike scenarier. Vekt er lagt på potensial for kostnadsreduksjoner gjennom teknologisk utvikling, samfunnsøkonomiske miljøkostnader og oljesandindustriens sensitivitet for lav oljepris.

---

<sup>1</sup> Framework of International Strategic Behavior of Energy and Environment.

Modellering av tilbudssiden i markeder for endelige ressurser kan grovt sett deles i to hovedtradisjoner:

- (i) Intertemporær modellering hvor produsentene maksimerer nåverdien av den endelige ressursen gitt forventninger om pris (Se f. eks Salant, 1976, Dasgupta og Heal, 1981 eller Berg et al., 1997 og 2002).
- (ii) Rekursive dynamiske likevektsmodeller hvor likevekt finnes for hver enkelt periode, basert på tidligere og nåværende variabler. Disse modellene har gjerne et kortere tidsperspektiv og opererer med adaptive forventninger (Se f. eks Gately et al., 1997 eller Burniaux et al., 1992).

FRISBEE tilhører den rekursive tradisjonen. Fremtidig produksjon modelleres ved å la profittmaksimerende produsenter tilpasse seg en oljepris diktert av OPEC, gitt produksjonskostnader og oljereserver.

Kapittel 2 gir en kortfattet innføring i oljesandindustrien, mens kapittel 3 redegjør for de mest relevante deler av modellrammeverket i FRISBEE. Identifikasjon av kostnader, reservestørrelser og modellering av produksjon er tema i kapittel 4. Oppgaven gir et kvantitativt anslag på de mest sentrale miljøkostnadene, men lykkes ikke i en velbegrunnet verdsetting av miljøgodene som går tapt. Dette forhindrer bruk av de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene i analysen. Redegjørelsen kan likevel tjene til å gi et inntrykk av miljøkostnadene, samt hvilke begrensninger de kan legge på fremtidig vekst. Selve analysen av oljesandindustrien i perioden 2000-2030 er lagt til kapittel 5. Det simuleres her tre prisscenarier med en OPEC oljepris på: 20, 40 og 60US\$ per fat. Scenariet med en produsentpris på 40US\$/fat brukes som referanse og kjøres også med CO<sub>2</sub>-kvoter og rask teknologisk utvikling. Vi finner at fremtidig produksjonsvekst er robust, men at størrelsesordenen er sensitiv overfor endringer i oljepris og teknologisk vekst. Analysen indikerer at industrien vil kunne bære kostnadene ved innføring av klimakvoter, gitt rimelige olje og kvotepriser. FRISBEE er en empirisk modell som ikke er laget for teoretisk analyse. Vi setter derfor i kapittel 5 opp en teoretisk modell. Modellen brukes til å forklare de økonomiske mekanismene som ligger bak valg av nivå på kapasitetsinvesteringer og produksjon i hvert scenarium. Kapittel 6 gir noen enkle oppsummerende konklusjoner.

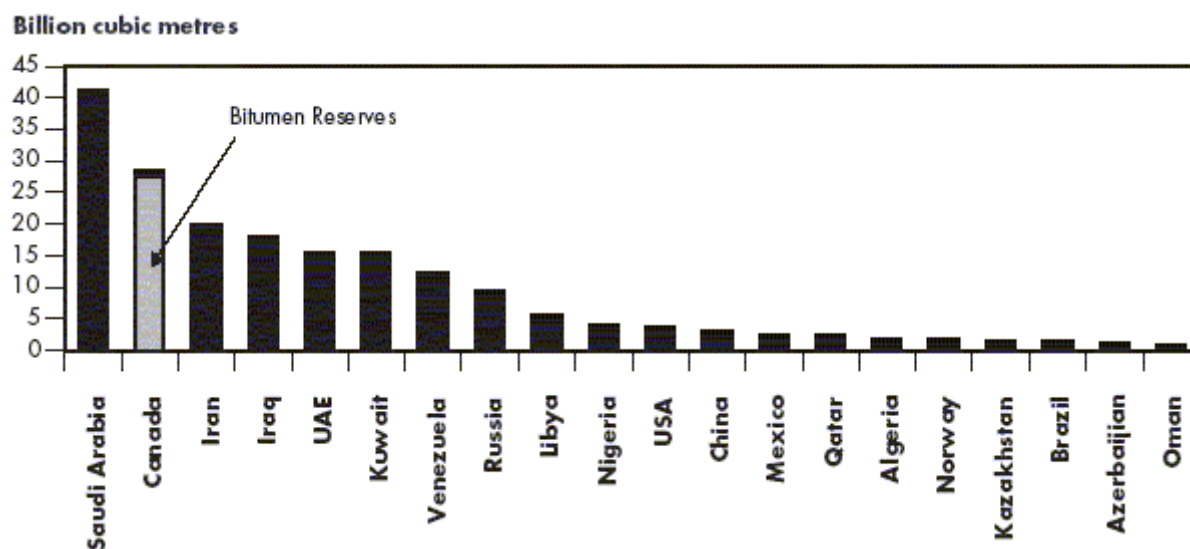


## 2. RESSURSMENGDE, BITUMENKARAKTERISTIKK OG PRODUKSJONSTEKNOLOGI

Dette kapitlet tar for seg størrelsen på bitumenreservene i Canada og redegjør svært enkelt for noen geologiske aspekter ved oljesandområdene. Videre redegjøres det for ulike produksjonsmetoder. Det synes ikke hensiktsmessig å gå for detaljert inn på disse i denne oppgaven og enkelte sentrale elementer er utelatt. Kapittel 2 bygger på informasjon fra to rapporter fra National Energy Board (NEB 2000 og NEB 2004), der ikke annet er nevnt.

### 2.1 Ressursmengde

En illustrasjon av verdens oljereserver er gitt i figur 2.1 (Oil and Gas journal 22/12-03, gjengitt i NEB 2004). Grå og svart søyle ved Canada refererer til henholdsvis bitumen og konvensjonell olje. Et annet område med store reserver av ukonvensjonell olje er Venezuela (tjæresanden i Orinoco), men disse inngår ikke i figur 2.1.



**Figur 2.1:** Verdens oljereserver i 2003

Betydelig reduserte driftskostnader gjennom 90-tallet førte til at tidsskriftet "Oil & Gas Journal" inkluderte Albertas bitumenreserver i Canadas etablerte oljereserver i 2002 (OGJ 2002). Det fortsatt høye kostnadsnivået gjør klassifikasjonen omstridt. For eksempel har British Petroleum foreløpig valgt å holde bitumenreservene utenfor sitt estimat av etablerte reserver ([www.bp.com](http://www.bp.com)), mens det amerikanske energidepartementet inkluderte dem i 2003 (EIA 2003).

## 2.2 Oljesand og bitumen karakteristikk

Bitumen er en svart tjæreliknende substans som ved romtemperatur renner svært sakte. I Alberta er det gjerne kaldt og konsistensen til bitumen i bakken kan ofte sammenliknes med en ishockey-puck. Albertas bitumenressurser er lokalisert i sand og karbonatavleiringene i tre regioner definert som Athabasca, Cold Lake og Peace River Oil Sands Areas. Canada har også mindre ressursmengder på Melville Island og Canadas Arctic Island Region. Oljesandavsetningene består primært av kvarts, slam, leire og bitumen. Det er stor variasjon i sammensetning, men en typisk kombinasjon kan være 75-80 prosent uorganisk materiale, hvorav 90 prosent er kvartssand. Videre kommer 3-5 prosent vann og 10-12 prosent bitumen (NEB 2000, s. 6-7). Karl A. Clark, mannen som utviklet "Cold Water Extraction" for å utvinne bitumen, konkluderte i 1944 med at oljesand i sin naturlige tilstand var "water-wet". Det vil si at hver sandpartikkel er atskilt fra oljen med en tynn film av vann. Dette var nødvendig for enkel separasjon mellom sand og olje. Bitumenressursene i oljesandområdene er karakterisert ved høye konsentrasjoner av metaller og en høy rate med karbon mot hydrogenatomer, sammenliknet med konvensjonell olje. Dette siste elementet innebærer at en må tilsette hydrogen eller fjerne karbon før raffinering i konvensjonelle raffinerier. Den gjennomsnittlige sammensetningen i Albertas bitumen er 83,2 prosent karbon, 10,4 prosent hydrogen, 4,8 prosent svovel, 0,94 prosent oksygen og 0,36 prosent nitrogen, samt spor av tungmetaller som vanadium, nikkel og jern (NEB 2000, s. 7).

## 2.3 Produksjonsteknologi i oljesandindustrien

En skiller mellom to typer produksjon. De 12 prosent av ressursen som ligger mindre enn 75 meter under bakken graves ut i åpne miner, deretter varmes oljesanden opp og bitumen skilles ut. De resterende 88 prosent hentes ut ved *in situ* produksjon, hvor oppvarming og separasjon foregår i bakken (*in situ*).

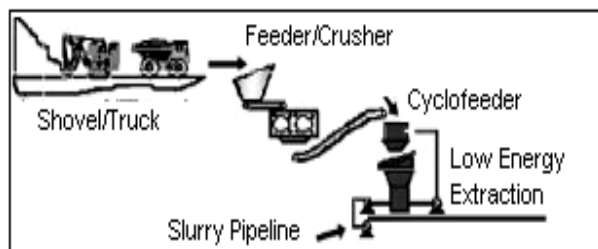
### 2.3.1 Produksjon ved åpne miner

Før oljesanden kan bli gravet opp må de våte lagene med muskeg<sup>2</sup> dreneres. Deretter må dette og vegetasjon fjernes. Passende jordmateriale blir i denne prosessen tatt vare på, slik at det kan brukes etter bitumenressursen er hentet ut til å gjenetablere landområdene. Prosessene,

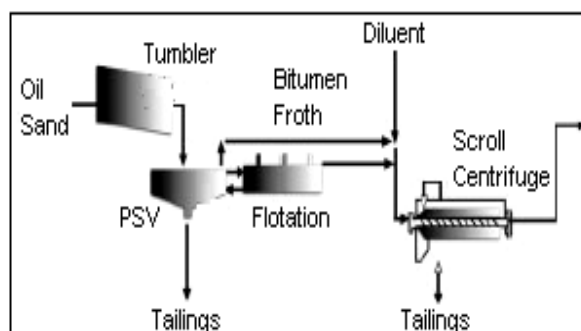
---

<sup>2</sup> Et en til tre meter tykt gjennombløtt lag med råtnende plantemateriale som legger grunnlag for vegetasjon.

med henholdsvis utvinning av oljesand fra åpne miner og separasjon av bitumen fra sanden, er illustrert i figurene 2.2 og 2.3 (NEB 2000):



**Figur 2.2:** Oljesand fra åpne miner



**Figur 2.3:** Bitumen fra oljesand

Under laget med muskeg finner vi et lag som består av stein, leire og tørr sand. Dette fjernes med enorme gravemaskiner og lastebiler. Overgangen fra graveskovler og transportbelter til gravemaskiner og lastebiler på 90-tallet, utvidet grensen for åpne miner fra 50 til 75 meter under bakken. Driftskostnadene sank med om lag 50 prosent. Selve oljesanden er gjerne 40 til 60 meter tykk og ligger på et lag med relativt flat kalkstein. Oljesanden blir etter utgravingen knust og blandet med varmt vann i en "cyclofeeder"<sup>3</sup>, før den resulterende gjørmeliknende substansen fraktes i rør til ekstraksjonsanlegget. Dette kan ligge flere kilometer unna. Utvinning av bitumen foregår, svært grovt forklart, som følger: oljesanden ledes til en trommel ("Tumbler" i fig. 2.3) hvor den tilsettes damp, varmt vann (85<sup>0</sup>C) og kaustisk soda for å muliggjøre utskilling av bitumen. Deretter siles stein og harde gjørmeklumper ut, før den pumpes til de primære separasjonsbeholderne ("PSV" i fig. 2.3). Her stiger bitumen til topps som skum og strykes av, mens sanden synker til bunns. For å minimere mengden vann og faste legemer til oppgraderingsenheten tilsettes en fortynner (nafta) og massen sentrifugeres. Avleiringene ("tailings" i fig. 2.3) som følger, er en blanding av vann, sand og fine gjørmepartikler. Den tradisjonelle måten å håndtere disse på har vært å lage kunstige dammer som avleiringene pumpes inn i, for deretter å vente på at gjørmene blir fast. Dette kan ta flere hundre år og medføre omfattende skader på landområdene. I dag blandes gjørmene med en type gips som følger som et biprodukt av produksjonen og er forventet å bli fast innen ti år.

Tap av bitumen er henholdsvis 2-3, 6-8 og 2 prosent ved mineprosessen, primær utvinning og skumbehandling. Dette gir at om lag 88 prosent av ressursen utvinnes ved åpne miner.

Utblandet bitumen (bitumen blend) fra åpne miner har om lag 0,3-0,5 prosent faste legemer

<sup>3</sup> En 35 meter høy trakt som leder ut i en steinknusemaskin.

og 1-2 prosent vann. Dette gjør den uegnet til transport i rør og raffinering i konvensjonelle raffinerier (OSTR 2004, s. 25). Den oppgraderes derfor til syntetisk råolje på stedet.

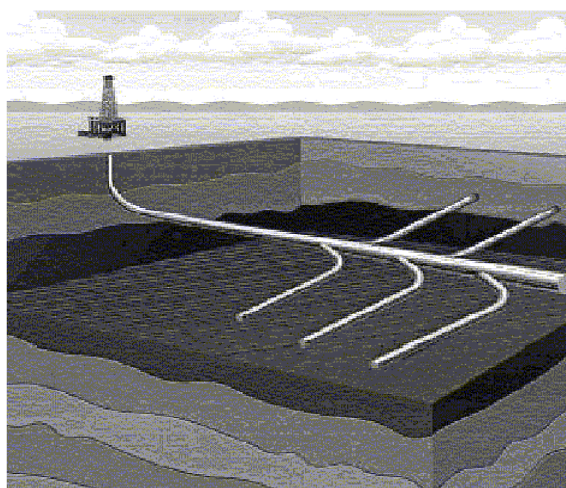
### 2.3.2 Produksjon *in situ*

Generelt vil den tjærelignende bitumenressursen ikke renne under naturlige temperatur og trykkforhold i reservoarene. Følgelig må andelen mer enn 75 meter under overflaten varmes opp før den kan flyte til en brønn og pumpes opp. Dette kalles termisk produksjon. Et unntak er reservoarene i Wabasca og sørlige deler av Cold Lake, hvor biodegraderingen har vært lavere og oljen er tilstrekkelig flytende til å åpne for primær/kald produksjon. Både termisk og primær produksjon fordrer nærhet mellom brønnen og ressursen en skal utvinne. Siden begynnelsen av 1900-tallet har det vært gjort forsøk på å utvinne *in situ*, men først på 1950-tallet var teknologien på et nivå som åpnet for fremgang på dette området. Denne delen redegjør for primær/kald utvinning, CSS og SAGD. Forklaringene er svært kortfattede og kun ment å gi en grov ide om det tekniske konseptet bak de ulike metodene. BS&W (Basic Solids & Water) verdien til bitumen blend fra *in situ* produksjon er lav nok til transport i rør og raffinering i konvensjonelle raffinerier. (OSTR 2004, s. 29)

#### 2.3.2.1 Primær/kald utvinning av bitumen

I Cold Lake bruker en vertikale brønner og produserer store mengder sand sammen med oljen. Før 1990 var denne sanden et problem som førte til stor slitasje på produksjonsmateriell, men siden har nyere pumper redusert dette problemet betraktelig. I dag kalles produksjonsmetoden CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand). Det viste seg å være gunstig å ta opp sand sammen med oljen da dette bidro til dannelse av ganger i sanden, såkalte "wormholes", der

**Multilateral Horizontal Well**



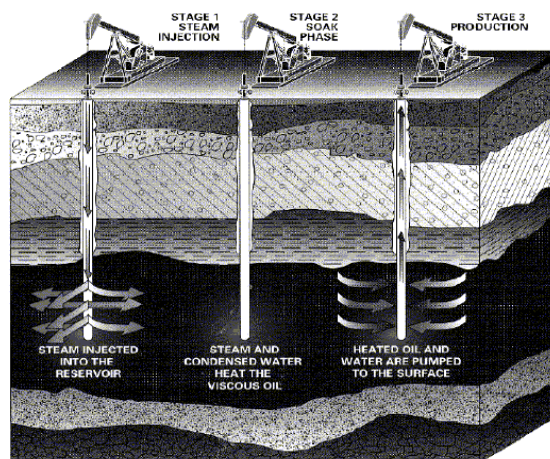
**Figur 2.4:** Primær utvinning

oljen kunne flyte. Dette bedret utvinningsgraden og økonomien i prosjektet. Metoden henter ut mellom tre og ti prosent av oljen i reservoaret (NEB 2000, s. 29). I Wabasca var alle forsøk med vertikale brønner mislykkede, men utviklingen av ny boreteknologi og horisontale

brønner på 1990-tallet endret dette. I dag kan det bores brønner med flere avstikkere og en lengde på 15 kilometer fra ett enkelt hull. Dette er illustrert i figur 2.4 (NEB 2000). Området medfører ikke problemer med sand og utvinningsgraden varierer mellom 7 og 10 prosent (NEB 2000, s. 29).

### 2.3.2.2 "Cyclic Steam Stimulation" (CSS)

CSS, eller "Huff og puff systemet", baserer seg på å produsere damp i store mengder og injisere det i brønner inntil en når en temperatur på  $300^{\circ}\text{C}$  og et trykk på 11 000 kilopascal i snitt. Trykket skaper sprekkdannelser i steinformasjonene og lar det opphetede bitumenet renne til produksjonsbrønner. Perioder med pumping av damp følges av bløtlegging og deretter produksjon. Når produksjonen begynner å avta, pumper en på ny damp inn og gjentar prosedyren. CSS utvinner mellom 20 og 25 prosent av oljen (NEB 2000, s. 27). En illustrasjon av metoden er gitt i figur 2.5 (NEB 2000).

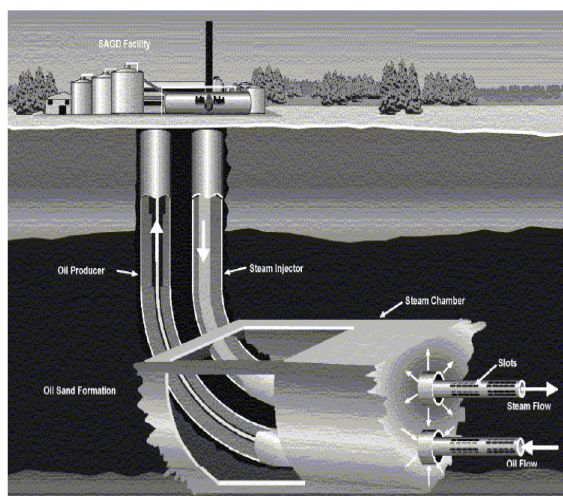


Source: Imperial Oil

**Figur 2.5:** CSS teknologi

### 2.3.2.3 "Steam Assisted Gravity Drainage" (SAGD)

SAGD benytter seg, i motsetning til CSS, av kontinuerlig oppvarming. En anvender to horisontale brønner hvor den ene ligger rett over den andre. Damp pumpes inn i det øverste røret og varmer opp oljesand og bitumen. Gitt tilstrekkelig gjennomtrengelighet vil det varme bitumenet renne, sammen med kondensert damp, til det nederste røret og gjøre produksjon mulig. Siden dampen pumpes inn med et trykk som



Source: EnCana

**Figur 2.6:** SAGD teknologi

ikke er tilstrekkelig til å gi sprekkdannelser, vil den forbli i dampkammeret og dermed bidra til forholdsvis kraftig oppvarming. En illustrasjon av SAGD teknologi er gitt i figur 2.6 (NEB 2004). SAGD henter ut rundt 60 prosent av oljen (NEB 2000, s. 28). I tillegg til høy utvinningsgrad bidrar det lavere damptrykket til reduserte driftskostnader og gjør det mulig å utvinne fra grunnere reservoarer enn CSS. Teknologien er forventet å være dominerende blant fremtidige *in situ* prosjekter.

### **2.3.3 Oppgradering av bitumen til syntetisk råolje**

I oppgraderingsprosessen blir bitumen endret fra den tungtflytende tjærelignende substansen med lavt hydrogennivå, mye svovel og tungmetaller, til syntetisk råolje av høy kvalitet. Dette oppnåes gjennom en prosess kalt ”coking”, reduksjon i svovelnivået og tilsetning av hydrogen. I dag har samtlige åpne miner og enkelte *in situ* prosjekter egne oppgraderingsanlegg.

## **2.4 Teknologisk utvikling**

Det foregår en enorm satsing på utvikling av nye og forbedrete utvinningsteknologier. Dette må sees i sammenheng med at industrien er svært kostnadskrevende, slik at selv mindre forbedringer kan føre til store innsparinger. Alle teknologiene gjennomgått i denne delen er forventet å bli implementert innen 2017. Videre er det fokus på blant annet energiforsyning. Stikkord her er atomkraft, kull og kogenerering (en prosess som lager damp med elektrisitet som biprodukt).

### **2.4.1 Åpne miner og teknologisk utvikling**

Et hovedelement er utvikling av nye materialer til blant annet dekk og graveutstyr som er mer slitesterkt. Videre er det forventet større gravemaskiner og lastebiler som kan flytte opp til 500 tonn innen dette tiåret er omme. En annen mulighet er mobile ekstraksjonsenheter (fig. 2.3), slik at bitumenressursen kan utvinnes nær minen. Dette vil gjøre det mulig å sende sanden, som følger som et biprodukt, rett tilbake til minen. Videre kan det åpne for minedrift i langt mindre skala enn det som i dag er mulig. Ved overgang fra nafta til parafin som fortynner, kan en oppnå tilstrekkelig lav BS&W verdi til transport i rør og tradisjonell raffinering. Dette er allerede kommersialisert ved det Shell-ledete Albian Sands og vil åpne markedet for bitumen blend produkter fra åpne miner (OSTR 2004, s. 25). Det er ikke

forventet reduksjon av bitumentap ved selve mineprosessen. Når det gjelder utvinning av bitumen fra oljesand er en reduksjon til 5 prosent tap et realistisk mål på lengre sikt (OSTR 2004, s. 20-24).

## **2.4.2 *In situ* og teknologisk utvikling**

### **2.4.2.1 "Vapour Extraction Process" (VAPEX™)**

Denne metoden er svært lik SAGD, men en pumper et oppløsningsmiddel som propan eller butan inn i reservoaret i stedet for damp. Opptil 90 prosent av oppløseren er forventet å gjenvinnes. Dette reduserer gassforbruket, CO<sub>2</sub>-utslippene og vannforbruket dramatisk. Oljesandoperatøren EnCana forventer at drift og kapitalkostnader ved VAPEX™ vil være henholdsvis 50 og 75 prosent av SAGD (NEB 2004, s. 108). Et pilotprosjekt er i gang i Dover Underground Test Facility i Athabasca, samt flere prosjekt av mindre skala. Metoden er minst fem år unna kommersiell bruk.

### **2.4.2.2 "Toe-to-Heel Air Injection" (THAI/CAPRI)**

THAI skiller seg fra de andre *in situ* teknologiene nevnt tidligere, men føyer seg inn i en lang rekke eksperimenter med å antenne oljen nede i bakken fremfor å varme den opp ved å sende damp ned. Prosessen danner en vegg av flammer under bakken som kontrolleres ved hjelp av oksygentilførsel. Varmen bidrar til delvis oppgradering av bitumenet og lar det renne til en produserende horisontal brønn. En THAI variant kalt CAPRI tilsetter en katalysator som bidrar til ytterligere oppgradering *in situ*. Metoden er ennå ikke prøvet i større skala.

### **2.4.2.3 Videreutvikling av SAGD**

SAGD prosjekter har vært i kommersiell drift siden 2001 og teknologien relativt ny. Det er stort potensial for modifisering og forbedringer. På sitt Foster Creek SAGD prosjekt prøver EnCana et konsept med bruk av lavt trykk (>2000 kPa), lav temperatur (180°C) og elektriske pumper for å dytte bitumenet til overflaten. Det er forventet betydelig lavere damp/olje rate og kostnader. En annen variant av SAGD er "Solvent Aided Process" (SAP) hvor et løsemiddel, typisk butan, tilsettes sammen med damp. Det er en rekke andre hybrider mellom bruk av termisk varme og løsemidler. Blant de mer prominente er "Expanding Solvent SAGD" (ES-SAGD), "Low-Pressure Solvent SAGD" og "Tapered Steam Solvent SAGD" (TSS-SAGD).

Det er knyttet betydelig optimisme til disse teknologiene. Blant annet gir prognoser fra Alberta Energy Research Institute (AERI) at utvinningsgraden øker med 68 prosent, mens vann og energiforbruk reduseres med 45 prosent ved overgang fra SAGD til ES-SAGD (Plessis et al., 2004). Pilotprosjekter med ES-SAGD utføres i dag av Suncor, Canadian Natural Resources Limited (CNRL), EnCana, ConocoPhillips og PetroCanada.

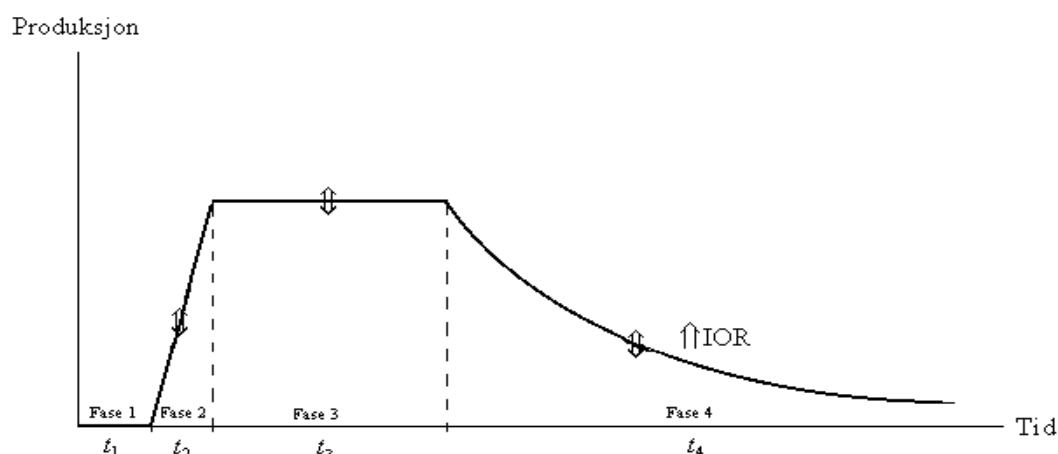


### 3 REDEGJØRELSE FOR FRISBEE MODELLEN

Oppgavens modellering følger FRISBEE modellen (Aune et al., 2005) og samtlige likninger i del 3 er hentet derfra. Modellen lar profittmaksimerende produsenter tilpasse seg en oljepris diktert av OPEC. FRISBEE vil ha to feltgrupper (j) for oljesandindustrien i Canada: *in situ* og åpne miner. Likningene som følger gjelder for hver feltgruppe. Det presiseres at oppgaven kun redegjør for den delen av FRISBEE som direkte berører modelleringen av oljesandindustrien. Sentrale tema som determinering av likevekt i det globale oljemarkedet, etterspørselssiden og modellering av gassmarkedet er utelatt. Notasjon er gitt i appendiks 1.

#### 3.1 Modellering av produksjon og investering i kapasitet

Modellen gir aktørene mulighet til å investere i inkrementell kapasitet (en produksjonsøkning på ett fat) hvert år. Vi deler levetiden til et felt i fire faser. Lengden på fasene benevnes med  $t_i$ , hvor i refererer til fasenummer. Fase 1, investeringsfasen, er perioden fra utvikling av feltet starter til produksjon kan begynne. I fase 2, oppbygningsfasen, antas halvparten av full kapasitet. Full produksjonskapasitet nåes i fase 3 (platåfasen). I fase 4 avtar produksjonskapasiteten med den konstante raten  $\alpha$  hvert år. Produksjonsprofilen kan illustreres med følgende figur:



Figur 3.1: FRISBEE produksjonsprofil

Lengden på de tre første fasene er eksogent gitt, mens  $t_4$  er endogen. En kan i fase 4 investere i økt utvinningsgrad (RRI) og øke mengden tilgjengelige reserver, såkalte IOR-investeringer ("Improved Oil Recovery"). Dette kan bidra til å løfte kapasitetstaket eller forlenge feltets levetid. Fase 4 varer til kostnadene, som følge av ressursknapphet i det aktuelle feltet,

overstiger inntektene fra produksjonen. Det er også mulig for produsentene å variere produksjonen noe for å ta hensyn til rådende oljepriser. I oljesandindustrien faller ikke produksjonen ettersom feltet eldes. Den avtakende kapasiteten i fase 4 utgjør derfor en svakhet i modelleringen, men er nødvendig for at FRISBEE skal fungere tilfredstillende. Så lenge  $\alpha$  ikke er for stor regnes dette som en akseptabel forenkling.

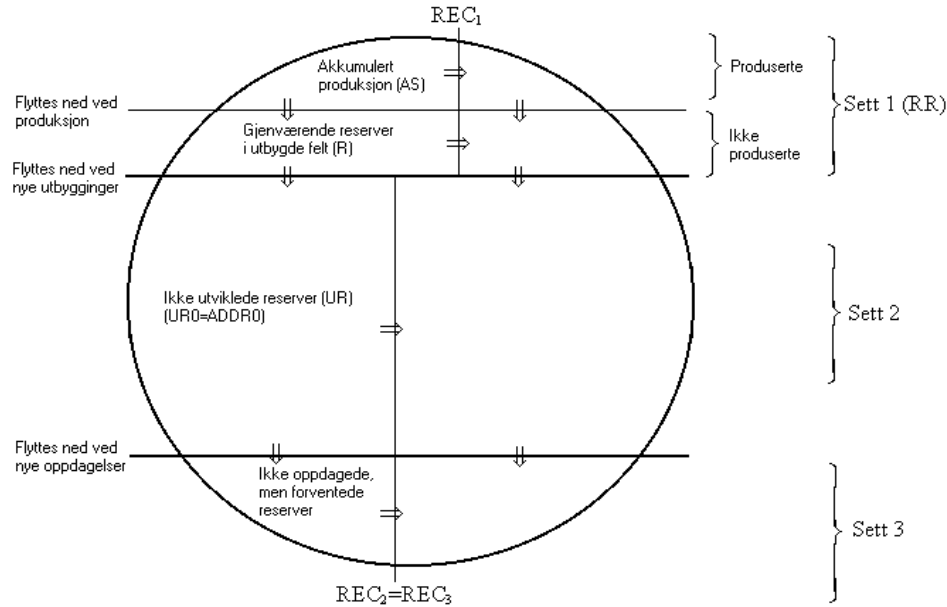
For å holde orden på en feltgruppe sin produksjonskapasitet deler vi feltene inn i årganger. Årgang  $n$  består av alle felt som trer inn i fase 4 om  $n$  år. Investering i ny kapasitet kategoriseres dermed som årgang  $n = (t_1 + t_2 + t_3)$ , hvor lengden på disse avgjøres av feltgruppen sin eksogent gitte utvinningsprofil. Når modellen går fra ett år til det neste, flyttes alle felt i årgang  $n$  til  $n-1$ . Feltgruppen sin totale kapasitet et år er summen av alle årgangene sin kapasitet. Vi antar for hver feltgruppe at full kapasitet er en eksogen andel  $\eta$  av feltets reservemengde. Forholdet mellom  $\eta$  og  $\alpha$  er låst innen en feltgruppe. Vi lar  $\alpha$  utledes av en viss daglig produksjonskapasitet over en gitt tidshorisont i avsnittene 4.2 og 4.3. Det kan nå vises at en årgang sin kapasitet er som følger:

$$(3.1) \quad CAP_n = \begin{cases} \alpha R_0 & n = 0 \\ \alpha R_n / (1 + \alpha n) & 0 < n \leq t_3 \\ \alpha R_n / (2 + \alpha(n - t_3) + 2\alpha t_3) & t_3 < n \leq t_3 + t_2 \\ 0 & t_3 + t_2 < n \leq t_1 + t_3 + t_2 \end{cases}$$

hvor CAP og R angir henholdsvis årlig produksjonskapasitet og gjenværende reserve i utbygde felt (se del 3.2). Merk at tidsangivelsen i likning (3.1) er slik at kapasiteten for fase 4 er angitt øverst, deretter fase 3 og så videre. Kapasiteten i fase to og tre er, gitt bevegelsene til  $n$  og  $R_n$ , konstante.

### 3.2 Kategorisering av reserver og deres utvikling over tid

Vi lar i det følgende begrepet "ressurs" referere til mengden bitumen i bakken. "Reserve" benevner den andel av ressursen som kan utvinnes. Modellens kategorisering av reserver og ressurser i en feltgruppe er illustrert i figur 3.2:



**Figur 3.2:** FRISBEE kategorisering av reserver og ressurser

Reservekategoriene vi trenger for vår simulering er akkumulerte oppdagede reserver (ADDR), oppdagede ikke-utbygde reserver (UR), ressurser (inkludert akkumulert produksjon) i utbygde felt (RR), gjenværende reserver i utbygde felt (R) og akkumulert produksjon (AS). ADDR er lik UR i modellens første periode, men UR reduseres ved investeringer i nye felt. Dette flytter ressurser fra sett 2 til sett 1. Nye oppdagelser flytter ressurser fra sett 3 til sett 2.

I figur 3.2 ligger reservene til venstre for utvinningsgraden (REC), mens ikke utvinnbar ressurs befinner seg på høyre side av denne. Vi antar samme utvinningsgrad for sett 3 som vi har for sett 2. Utvinningsgraden i sett 1 kan skille seg fra denne som følge av ulik teknologi eller ressurskvalitet.  $REC_1$  kan også endres som følge av investeringer med formål å øke denne (IOR-investeringer), og investeringer i ny feltkapasitet (RI). Vi har med dette følgende oppdatering av  $REC_1$  fra periode  $t$  ( $REC_{1,t}$ ) til periode  $t+1$ :

$$(3.2) \quad REC_{1,t+1} = \frac{AS_t + R_t + RI_t + RRI_t}{RR_t + RI_t / REC_{2,t}}$$

RRI angir investeringer for å øke andelen olje som kan hentes ut. R, RR og AS oppdateres som følger:

$$(3.3) \quad R_n = \begin{cases} R_0(1-\alpha) + R_1 - CAP_1 + RRI & n=0 \\ R_{n+1} - CAP_{n+1} & 0 < n < t_1 + t_2 + t_3 \\ RI & n = t_1 + t_2 + t_3 \end{cases}$$

$$(3.4) \quad RR_{t+1} = RR_t + \frac{RI_t}{REC_{2,t}} + \sum_n CAP_{n,t} - \sum_n S_{n,t}$$

$$(3.5) \quad AS_{t+1} = AS_t + \sum_n S_{n,t}$$

$CAP_{n,t}$  og  $S_{n,t}$  er henholdsvis samlet kapasitet og produksjon fra årgang  $n$  i periode  $t$ . I sett 2 oppdateres utvinnbare reserver (UR) slik:

$$(3.6) \quad UR_{t+1} = (UR_t - RI_t) + DDR_t \cdot REC_{2,t+1}$$

hvor  $DDR$  er oppdagede ressurser forrige periode. Disse bestemmes i modellen som følger

$$(3.7) \quad DDR_t = DDR_0 PP_j^e e^{-\hat{\alpha}}$$

Oppdagelsesfunksjonen (3.7) er i FRISBEE kalibrert slik at en oljepris på 40 amerikanske dollar per fat gir totale akkumulerte oppdagelser lik USGS (2000) sitt gjennomsnittsestimat av potensielle nye oppdagelser over denne perioden. Den forventede produsentprisen på råolje i feltgruppe  $j$ ,  $PP_j^e$ , antas å være gjennomsnittlig produsentpris de siste seks årene:

$$(3.8) \quad PP_{j,t}^e = \frac{1}{6} \sum_{i=0}^5 PP_{j,t-i}$$

Akkumulerte oppdagede reserver (ADDR) er gitt ved

$$(3.9) \quad ADDR_t = UR_0 + \sum_{i=1}^t DDR_i$$

### 3.3 Modellering av produksjonskostnader

#### 3.3.1 Driftskostnader

Vi lar  $C_O^R$  referere til initiale driftskostnader per enhet, mens  $C_O^{R,n}$  angir driftskostnader per enhet for et felt i årgang  $n$ . I modellen er driftskostnadene per periode konstante innad i en årgang. Ulike årganger har imidlertid ulike driftskostnader per enhet grunnet teknologisk utvikling ( $\tau$ ). Videre antar vi at de billigste feltene utvikles først. Dette kan begrunnes ut fra diskontering av fremtidige kostnader. De to effektene virker mot hverandre og kostnadsutviklingen over tid avhenger av hvilke av disse som dominerer. Vi antar følgende grensekostnadsfunksjon i fase 2 og 3:

$$(3.10) \quad c_o^n(S_n) = C_o^{R,n} + \phi_1 \left( \frac{S_n}{CAP_n} \right)^{\phi_2}, \quad 0 < n \leq t_2 + t_3$$

Her kalibreres  $\phi_1$  og  $\phi_2$  slik at grensekostnaden per fat er lik pris i basisåret (28US\$/fat) når produksjonsnivået er 99 prosent av full kapasitet, og 100US\$/fat når produksjonsnivået er 100 prosent av full kapasitet. Dette gjenspeiler at produsentene vil ha en produksjon tett opp til full kapasitet. Felt i fase 4 har en lavere utnyttelse av kapasitet i basisåret enn fase 3:

$$(3.11) \quad c_o^0(S_0) = C_o^{R,0} + \phi_1 \left( \frac{S_0}{CAP_0} \right)^{\phi_3}$$

hvor  $\phi_2 > \phi_3$ . Følgende likning holder orden på årgangenens driftskostnader:

$$(3.12) \quad C_o^{R,n} = \begin{cases} \frac{R_0(1-\alpha)C_o^{R,0} + (R_1 - CAP_1)C_o^{R,1}}{R_0(1-\alpha) + R_1 - CAP_1} e^{-\tau_p} & , n = 0 \\ C_o^{R,n+1} e^{-\tau_p} & , 0 < n < t_1 + t_2 + t_3 \\ C_o^{R,t} & , n = t_1 + t_2 + t_3 \end{cases}$$

hvor  $\tau_p$  er en eksogen parameter som refererer til teknologisk vekst for felt i produksjon. Driftskostnadene per enhet er en avtakende funksjon av raten mellom ikke-utviklede reserver (UR) og totale akkumulerte oppdagede reserver (ADDR):

$$(3.13) \quad C_o^{R,t,j} = C_o^{R,0,j} \left[ 1 - \gamma_j \ln \left( \frac{UR_j}{ADDR_j} \right) \right] e^{-\tau_j t}$$

Her refererer  $C_o^{R,0}$  til driftskostnadene per enhet for det billigste feltet i den relevante feltgruppen i basisåret. Merk at dersom UR går mot null vil driftskostnadene stige mot uendelig.

### 3.3.2 Investeringskostnader

Vi antar at produsentene, ved beslutning om investering i nye felt, regner med produksjon inntil en minimumskapasitet  $\kappa$  nåes i fase 4. Denne måles i forhold til full produksjonskapasitet. Et felt sin forventede levetid blir da (rundet opp) følgende:

$$(3.14) \quad T = t_2 + t_3 - \frac{\ln \kappa}{\alpha}$$

I modellen antar vi at investeringskostnadene inntreffer på slutten fase 1. Vi lar  $C_C^R$  angi totale udiskonterte kapitalkostnader ved investering i nye felt. Denne utvikler seg da som følger over tid:

$$(3.15) \quad C_{C,t,j}^R = C_{C,0,j}^R \left[ 1 - \gamma_j \ln \left( \frac{UR_j}{ADDR_j} \right) \right] e^{-\tau_1 t}$$

hvor  $C_{C,0}^R$  angir initiale investeringskostnader til den relevante feltgruppen i basisåret. Vi ser at også investeringskostnadene stiger mot uendelig når UR går mot null og at teknologisk vekst ( $\tau_1$ ) påvirker disse. Likheten mellom (3.13) og (3.15) innebærer at feltene med lavest investeringskostnader også har lavest driftskostnader innad i en feltgruppe.

Som en følge av knapphet på faktorer som kompetent arbeidskraft og produksjonsmateriell bør modellen åpne for stigende grensekostnad ved investeringer i nye felt. Basert på dette antar vi at dess høyere investeringsnivå det er det aktuelle året, dess høyere er marginale investeringskostnader. Videre vil noen felt til enhver tid være mer egnet for utbygging enn andre som følge av infrastruktur. For eksempel vil felt nær eksisterende raffinerier og veier være rimeligere å bygge ut enn øde områder. Som en indikator på disse faktorene bruker vi produksjon i den relevante feltgruppe ( $S_j$ ) og total produksjon i den relevante geografiske region ( $S$ ). Vi antar følgende funksjon for totale udiskonterte kapitalkostnader:

$$(3.16) \quad TC_C(RI_j) = C_C^R \cdot RI_j \left( 0.5 + c_{C,UR} \frac{RI_j}{UR_j} + c_{C,S1} \frac{RI_j}{S_j} + c_{C,S2} \frac{RI_j}{S} \right)$$

RI angir investering i nye reserver, mens  $c_{C,UR}$ ,  $c_{C,S1}$  og  $c_{C,S2}$  angir vekten på de tre variablene  $UR_j$ ,  $S_j$  og  $S$  i funksjonen. Merk at (3.16) åpner for lavere investeringskostnader enn  $C_C^R$  dersom årlige investeringer er tilstrekkelig lave.

Vi antar at grensekostnaden ved IOR-investeringer er avtakende i mengden gjenværende reserver, stigende i IOR, og at de langsiktige enhetskostnadene er en konveks funksjon av utvinningsgraden (REC). Dette leder til følgende totale kostnadsfunksjon for IOR:

$$(3.17) \quad TC_{IOR}(RRI_j) = C_{IOR,j}^0 \cdot RRI_j \left[ 0.5 + IOR0_j \left( \frac{RRI_j}{\frac{\alpha}{\eta_j} R_{0,j} + 0.01} \right)^2 \right] \left[ \frac{REC_{1,j}}{(1 - REC_{1,j})} \right]^{IOREXP} e^{-\tau_j t}$$

hvor IOR0 og IOREXP er parametere som angir hvor hurtig enhetskostnadene øker på henholdsvis kort og lang sikt. IOR-kostnadene inntreffer direkte etter at beslutningen om denne type investering er gjort.

### 3.4 Produsentenes tilpasning

Oljeselskapene maksimerer forventet profitt. Maksimeringsproblemet er gitt ved:

$$(3.18) \quad \begin{aligned} \max_{RI_j, RRI_j} \Pi^e = & \sum_{j(j)} \left\{ \left( \eta \cdot PP_j^E (1 - GT_j) - \frac{C_o^R}{T_j} \right) \cdot (1 - NT_j) \cdot h(r, t_2, t_3, T) \right. \\ & \left. - \frac{TC_C(RI_j)}{RI_j} \left( 1 - \frac{1}{6} NT_j \cdot e^{-r} \frac{1 - e^{-6r}}{1 - e^{-r}} \right) - RISK_j \right\} \cdot RI_j \\ & + \sum_{j(j)} \left\{ \frac{PP_j^E (1 - GT_j) \alpha}{r + \alpha} (1 - NT_j) - \frac{TC_{IOR}(RRI_j)}{RRI_j} \left( 1 - \frac{1}{6} NT_j \cdot e^{-r} \frac{1 - e^{-6r}}{1 - e^{-r}} \right) \right\} \cdot RRI_j \end{aligned}$$

hvor  $h(r, t_2, t_3, T)$  er en diskonteringsfaktor som brukes for å finne nåverdien av fremtidige salgsinntekter:

$$(3.19) \quad h(r, t_2, t_3, T) = 0.5 \frac{1 - e^{-rt_2}}{1 - e^{-r}} + e^{-rt_2} \frac{1 - e^{-rt_3}}{1 - e^{-r}} + e^{-r(t_2+t_3)} \frac{1 - e^{-(r+\alpha)(T-t_2-t_3)}}{1 - e^{-(r+\alpha)}}$$

I (3.18) angir  $j'(j)$  undergruppen som selskapene kan investere i, dvs Canada i denne oppgaven. Videre er GT og NT henholdsvis brutto og netto skattesats. RISK er en konstant som gjenspeiler krav om økt fortjeneste grunnet usikkerhet, mens  $r$  er realdiskonteringsraten. For å finne diskonterte kapitalkostnader divideres udiskonterte kapitalkostnader på  $h() \cdot \eta$ .

Produksjonsnivået hver periode bestemmes ved å sette marginale driftskostnader, gitt i likning 3.10 og 3.11, lik realisert produsentpris etter skatt i den aktuelle region:

$$(3.20) \quad c_o^{n,r}(S_{n,j}) = PP_r(1 - GT_r) \quad \text{gitt } S_{n,j} > 0$$

hvor  $PP_t$  er produsentpris i regionen (Canada). Produsentene tar denne for gitt. FRISBEE modellen antar klarering i det globale oljemarkedet hver periode, slik at tilbud er lik etterspørsel. Dette skjer fordi OPEC justerer sin produksjon for å opprettholde en gitt oljepris. FRISBEE starter simuleringen i år 2000 og bruker faktiske priser der disse er kjent (til og med 2004 i denne oppgaven). Prisen beveger seg deretter, i løpet av en 4 års periode, lineært mot produsentprisen i regionen som følger av en gitt OPEC-pris.



## 4 MODELLERING AV OLJESANDINDUSTRIEN

Bitumen selges i to former: som syntetisk råolje (SCO) etter oppgradering, eller bitumen blend etter blanding med fortynnere som kondensat (Dilbit) eller SCO (Synbit). I dag produserer samtlige åpne miner SCO, mens *in situ* hovedsakelig produserer bitumen blend. Selv om alle olje og kondensat ressursene i hele Canada skulle brukes til bitumen blend produksjon, ville dette ikke holdt til å dekke behovet fra de enorme *in situ* reservene. Det er forventet at en voksende andel *in situ* prosjekter vil oppgradere bitumen til SCO i tiden fremover. Vi velger derfor å la begge feltgruppene produsere SCO. Denne er, med 36<sup>0</sup> API og et svovelinnhold på 0,015 prosent, pris og kvalitetsmessig sammenliknbar med den konvensjonelle lette/middels tunge råoljen West Texas Intermediate.

Oppgaven redegjør for et representativt miner/oppgradering og et representativt SAGD/oppgradering prosjekt for feltgruppene åpne miner og *in situ*. Vurderingen av kostnadene hviler tungt på tilsvarende anslag gjort av National Energy Board (NEB 2004). Samtlige kostnadsanslag er regnet om fra C\$(2003) til US\$(2003). En kanadisk dollar er verdsatt til 0,75 amerikanske (NEB 2004). FRISBEE kostnader i 2000 settes ut fra kostnader i 2003. Estimert mengde bitumen bygger hovedsakelig på tall fra Energy Utilities Board (EUB 2004). For å gi et inntrykk av produksjonskostnadene i oljesandindustrien oppsummeres disse i følgende tabell (NEB 2004):

**Tabell 4.1:** Drift og tilbudskostnader for oljesandindustrien i 2004 (US\$(2003) per fat ved anlegg)

	Type råolje	Driftskostnad	Tilbudskostnad <sup>a</sup>
Cold Production – Wabasca, Seal	Bitumen	3 til 5,25	7,5 til 10,5
Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS) – Cold Lake	Bitumen	4,5 til 6,75	9 til 12
Cyclic Steam Stimulation (CSS)	Bitumen	6 til 10,5	9,75 til 14,25
Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)	Bitumen	6 til 10,5	8,25 til 12,75
Mining/Extraction	Bitumen	4,5 til 7,5	9 til 12
Integrated Mining/Upgrading	SCO	9 til 13,5	16,25 til 21

<sup>a</sup> Tilbudskostnadene favner drift og investeringskostnader, skatter, royaltybetalinger og 10% realavkastning på investeringer.

Kostnadsvariasjonen innad i produksjonsteknikkene skyldes hovedsakelig varierende pris på naturgass og ressurskvalitet. Oppgavens kostnadsfunksjoner dekker ikke kostnader knyttet til utbygging av rørledninger og lagerplass for råolje. Kostnadene fra leie av land, som er relativt lave og varierer sterkt, er utelatt fra modellen.

## 4.1 Ressursmengde

En oversikt over kjente reserver, ressurser, akkumulert produksjon og utviklede felt i 2003 er gitt i følgende tabell (EUB 2004, s 2-1 til 2-7):

**Tabell 4.2:** Ressurs, reserve og produksjon i oljesandindustrien i 2003 ( $10^6$  m<sup>3</sup> bitumen)

Feltgruppe	Initialt kjent ressurs	Initial ressurs i utbygde felt	Initiale etablerte reserver	Kumulativ produksjon	Gjenværende etablerte reserver	Gjenværende etablerte reserver i utviklede felt
Miner	17 998	2 885	5 590	461	5 129	1 280
<i>In situ</i>	240 902	7 989,5	22 802	205,5	22 596,5	440,9
Total	258 900	10 874,5	28 392	666,5	27 725,5	1 720,9

Etablerte reserver i tabell 4.2 refererer til andelen som kan utvinnes ved dagens teknologi og forventede økonomiske betingelser. Vi tolker dette som at de kan utvinnes uten å overstige 50US\$ per fat med dagens teknologi. Tabell 4.2 gir at reservene i *in situ* gruppen utgjør størsteparten av bitumenreservene. På den annen side har miner foreløpig vært den dominerende produksjonsprosessen. Vi er også interessert i informasjon som sier noe om det ventede produksjonspotensialet til oljesandindustrien. Tabell 4.3 gir en oversikt over estimerte ressurser og potensial for produksjon (EUB 2004, s. 2-7 til 2-8). Disse anslagene favner, i motsetning til tabell 4.2, også forventede oppdagelser.

**Tabell 4.3:** Forventede reserver og produksjon i oljesandindustrien ( $10^6$  m<sup>3</sup> bitumen)

Feltgruppe	Initialt forventet volum <sup>a</sup>	Forventet produksjonspotensial <sup>b</sup>
Miner	22 000	11 000
<i>In situ</i>	378 000	39 000
Sum	400 000	50 000

<sup>a</sup> Oppdagete og forventede bitumenressurser.

<sup>b</sup> Forventet akkumulert mengde bitumen utvunnet gjennom industriens levetid (inkluderer teknologisk utvikling).

Reservekategoriene vi trenger i vår simulering er redegjort for i del 3.2. Produktet i vår modell er SCO. Det synes rimelig å bruke et gjennomsnitt av de fire dominerende miner/oppgraderings prosjektene, slik de er gjengitt i tabell 4.5, for raten SCO/bitumen. Vi finner at ett fat bitumen gir 0,884 fat SCO i snitt.

Vår tolkning av EUB (2004) sine etablerte reserver åpner for at flere felt kan utvikles ved tilstrekkelig høy oljepris. Vi lar derfor modellens utvinnbare reserver i uutviklede felt være 25 prosent høyere enn EUB (2004) sitt anslag på tilsvarende etablerte reserver, men kalibrerer gamma slik at produksjonskostnadene passerer 50US\$ når etablerte reserver er uttømt (se avsnitt 4.7.3). FRISBEE måler ressurser i Mtoe (ett million tonn oljeekvivalenter er 7,33 millioner fat SCO). Modellens ressurser og reserver er som følger:

**Tabell 4.4:** Modellens ressurser og reserver i 2000 (Mtoe)

Feltgruppe	ADDR/UR	RR	R	AS
Miner	3 523,6 (4 645) <sup>a</sup>	2 584,6 (3 407) <sup>a</sup>	1152,4 (1 519) <sup>a</sup>	294 (388) <sup>a</sup>
<i>In Situ</i>	20 783 (27 397) <sup>a</sup>	7 959,4 (10 493) <sup>a</sup>	600 (791) <sup>a</sup>	116,2 (153) <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Ekvivalent i millioner kubikkmeter bitumen.

Tabell 4.4 bygger på tabell 4.2, men for å finne tallene for 2000 ble produksjonen for 2000-2002 trukket fra AS. Videre måtte R justeres noe opp og fordeles mellom årgangene 0-16 for å gjøre modellens produksjon lik faktisk produksjon i 2000-2004. Vi flyttet således ressurser fra sett 2 til sett 1 (se appendiks 2).

## 4.2 Modellering av syntetisk råolje fra åpne miner

Det representative prosjektet vi har som utgangspunkt bruker 4 år fra investering til produksjonsstart. Deretter er årlig produksjon 100 000 b/d (fat per dag) i to år, før en periode på 39 år med 200 000 b/d (NEB 2004, s. 124-125). Dette gir en total kumulativ produksjon på  $292 \cdot 10^7$  fat SCO over prosjektets levetid. Vi ønsker å tilpasse denne profilen til FRISBEE. Av hensyn til simuleringen i FRISBEE bør ikke fase 2 og 3 vare lenger enn to og ti år. Vi lar følgelig fase 1, 2 og 3 vare i henholdsvis 4, 2, og 10 år. Den 39 år lange platåfasen til NEB (2004) deles i en 10 år lang platåfase og fase 4. Andelen av produksjon som faller i fase 3 og 4 settes lik produksjonsandelen som forekommer i NEB (2004) sitt representative prosjekts 39 år lange platåfase. Da samlet produksjon er ett fat SCO blir dette 0,975 fat i vår modell. Størrelsen på  $\alpha$  er, gitt  $t_2$ ,  $t_3$  og samlet produksjon, låst. Følgende likhet leder til  $\alpha$ :

$$(4.1) \quad \frac{1}{39} \sum_{i=1}^{39} 0,975 = 0,975 \Leftrightarrow 0,975 = \frac{1}{39} \sum_{i=1}^{10} 0,975 + \frac{1}{39} \sum_{i=11}^{\infty} 0,975 e^{-\alpha(i-10)} = \frac{10}{39} 0,975 + \frac{1}{39} \frac{0,975}{\alpha} \Leftrightarrow \alpha = \frac{1}{29}$$

Årlig produksjonskapasitet må avta med  $(1/29)$  i fase 4 for tilpasning av NEB sin produksjonsprofil til FRISBEE modellen. Dette synes å være akseptabelt. Produksjon i fase 2, 3 og 4 er henholdsvis 0,025, 0,25 og 0,725 fat. Vi finner fra likning (3.14), med kappa lik 0,2, at forventet levetid for feltet (T) er lik 58,67 år.

Produksjonsprosessen ved miner/oppgradering er svært energiintensiv. Selv om anlegget produserer 35 prosent av eget gassforbruk som et biprodukt, er eksternt gassforbruk per fat produsert hele 0,75Mcf (million kubikkfot). I tillegg kommer andre driftskostnader på 7,5US\$ og utgifter til vedlikehold på 0,75US\$. Disse gjenspeiler faktorer som lønninger, internaliserte

miljøkostnader og kjøp av elektrisitet. Til sist kommer en transportkostnad fra anlegget til lageret på Edmonton på 0,525US\$ per fat (NEB 2004, s. 124). Vi ønsker også å åpne for kostnader knyttet til klimautslipp (se del 4.5.1). Dette leder til følgende likning for initiale driftskostnader per fat for det billigste feltet i modellens basisår:

$$(4.2) \quad C_{O,0}^R = p_{gass} \cdot 0,75 + \text{US\$}8,775 + p_{CO_2E} \cdot 0,112$$

hvor  $p_{gass}$  og  $p_{CO_2E}$  refererer til pris på en Mcf gass og utslipp av ett tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

Både drift og investeringskostnadene varierer med kvaliteten på den syntetiske råoljen som produseres. Dette gjør sammenlikning vanskelig. Vi oppsummerer likevel kapitalkostnadene til de fire dominerende miner/oppgraderingsprosjektene (NEB 2004):

**Tabell 4.5:** Udiskonterte investeringskostnader ved miner/oppgradering (US\$2003)

Prosjekt	Bitumen (b/d)	SCO (b/d)	Kapital (MUS\$)	Enhetskostnader (US\$/SCO b/d)	Primær Oppgradering
Suncor Millenium (1998 – 2001)	130,000	110,000	2 550 <sup>a</sup>	23 182	”Delayed Coking”
Synchrude Stage 3 (2000 – 2006)	125,600	112,000	5 850 <sup>b</sup>	52 232	”Fluid Coking”
Athabasca Oil Sands Project (AOSP) (1999 – 2003)	161,290	153,225	4 275	27 900	”LC-Fining”
CNRL Horizon (2004 – 2011)	270,000	232,000	6 375	27 156	”Delayed Coking”

<sup>a</sup> Inkluderer ikke tredje parts kostnader for kogenerering (produksjon av damp og elektrisitet i ett).

<sup>b</sup> Inkluderer kapital til å forbedre nåværende anlegg og oppgradering av eksisterende produksjon.

Totale udiskonterte investeringskostnader i vårt prosjekt er 5475MUS\$ (millioner US\$), mens kumulativ produksjon er 292 10<sup>7</sup> fat SCO (NEB 2004, s. 124-125). Vi setter følgelig udiskonterte investeringskostnader i vårt prosjekt lik 1,875US\$ per fat SCO. Disse inntreffer rett før produksjon starter. FRISBEE investeringskostnad er vanskelig å sammenlikne med tabell 4.5, men en produksjonskapasitet på ett fat SCO om dagen i 40 år vil koste 27 375US\$. Vi finner følgende likning for investeringskostnadene i basisåret:

$$(4.3) \quad C_{C,0}^R = \text{US\$}1,875$$

En realdiskonteringsrate på 10 prosent gir en diskontert enhetskostnad på 8,75US\$ per fat.

### 4.3 Modellering av produksjon av syntetisk råolje i *in situ* feltgruppen

Denne feltgruppen er bredere enn kategorien for åpne miner. Årsaken er at de forskjellige produksjonsteknologiene egner seg i områder med ulike geologiske egenskaper. De fleste *in situ* utbyggingene i nær fremtid forventes å være SAGD prosjekter. Vi tar derfor utgangspunkt i et slikt prosjekt. Eventuelle teknologiske nyvinninger (som ES-SAGD eller VAPEX) modelleres som forbedringer i dette SAGD prosjektet. Det bør nevnes at kostnadsstrukturen, også med henhold til forbruk av eksternt kjøpt gass, er ganske like for CSS og SAGD produksjon. Kostnadmessig ligger kald/primær produksjon noe under termisk produksjon. Vi modellerer likevel primær produksjon sine kostnader som SAGD. Dette kan forsvares, gitt en råoljepris på minst 20US\$ per fat SCO, ved at den forventede moderate ekspansjonen i primær produksjon utlignes ved en naturlig reduksjon i produksjonskapasitet på andre felter. Primær produksjon ventes å være stabil rundt 15 000 m<sup>3</sup>/d bitumen (NEB 2004, s. 28).

SAGD prosjektet vi tar utgangspunkt i deler produksjonen i fem faser med daglig produksjon på henholdsvis 0, 30 000, 60 000, 90 000 og 120 000 fat bitumen. De fire første fasene har en varighet på tre år hver, mens siste varer i 30 år (NEB 2004, s. 123). Dette gir en total produksjon på 1511 10<sup>6</sup> fat bitumen over et tidsintervall på 39 år. Som en tilnærming lar vi fase 1, 2, og 3 vare i henholdsvis 4, 2 og 10 år. Tilsvarende regnestykke som likning (4.1) gir at  $\alpha$  er 1/26, mens forventet levetid (T) er 54,85 år.

Et sentralt element i driftskostnadene til et SAGD prosjekt er hvor mye damp en må bruke for å få ut oljen – olje til damp raten. I et godt reservoar, slik vi har lagt til grunn i vår modell, kan denne være rundt 2,5. NEB (2004) redegjør for et alternativt SAGD prosjekt der denne er hele 3,5. Dette gir en økning fra 1,05 til 1,47Mcf gass per fat bitumen og betydelig høyere driftskostnader. Kvaliteten på reservoaret er et usikkerhetsmoment før produksjon starter. Vi lar vår modell bygge på et godt reservoar, men åpner for at dårligere reservoar blir utnyttet over tid. Kostnader og gassforbruk kontrolleres for at ett fat bitumen gir 0,884 fat SCO. Videre finner vi oppgraderingskostnadene ved sammenlikning av to åpne miner prosjekter: et med og et uten oppgradering. Følgende tabell oppsummerer våre antagelser om driftskostnadene:

**Tabell 4.6:** Antakelser om kostnader ved SAGD/oppgradering (US\$/fat SCO)

Type operasjon	Forbruk av ekstern gass (Mcf/fat SCO)	Driftskostnader uten gass	Vedlikehold
SAGD (1/0,884 fat bitumen)	1,1878	4,2421	-
Oppgradering	0,48	3,00	0,375
SAGD/oppgradering	1,6678	7,2421	0,375

I tillegg kommer en transportkostnad fra anlegget til lageret på Hardisty på 0,525US\$ per fat (NEB 2004, s. 122-125). Driftskostnadene i det billigste feltet i feltgruppens basisår blir som følger:

$$(4.5) \quad C_{O,0}^R = p_{gass} \cdot 1,6678 + \text{US\$ } 8,1421 + p_{CO_2E} \cdot 0,132$$

SAGD investeringskostnadene i NEB (2004) modellen vi bygger på fordeles, etter en fast sum før produksjonsstart, over prosjektets levetid. Dette skyldes behovet for å bore stadig nye brønner. I vår modell inntreffer samtlige investeringskostnader før produksjonsstart. Dette gjøres slik at nåverdien av kapitalinvesteringen er den samme som den en hadde fått dersom en del av utgiftene hadde løpt over hele prosjektet. Vi lar diskonteringen bygge på NEB (2004) sin produksjonsprofil. De resterende utbetalingene fordeler seg dermed på en uniform strøm av 39 årlige kapitalutlegg. Det representative SAGD prosjektet har en investeringskostnad på 1425MUS\$, hvorav 232,5MUS\$ kommer før prosjektstart (NEB 2004, s. 122). Kumulativ produksjon er  $1511 \cdot 10^5$  fat bitumen. Dette gir et kapitalutlegg per fat på 0,1539US\$ før produksjon og 0,7891US\$ uniformt fordelt over 39 perioder per fat bitumen. Da ett fat SCO krever 1/0,884 fat bitumen må investeringskostnadene kontrolleres for dette. Sammenlikning av udiskonterte enhetskostnader ved to åpne miner prosjekter, et med og et uten oppgradering, gir en investeringskostnad på 0,9266US\$ for oppgradering til ett fat SCO (NEB 2004, s. 122-125). Vi finner følgende uttrykk for investeringskostnaden i basisåret<sup>4</sup>:

$$(4.5) \quad C_{C,0}^R = \text{US\$ } \frac{1}{0,884} \left[ 0,1539 + \frac{0,0202 \left[ (1 + \text{RDISK})^{39} - 1 \right]}{\text{RDISK} (1 + \text{RDISK})^{39}} \right] + 0,9266 \text{US\$}$$

hvor RDISK er den forventede realdiskonteringsraten. Denne gir en investeringskostnad ( $C_{C,0}^R$ ) på 1,32US\$ per fat SCO med en realdiskonteringsrate på 10 prosent. Totale diskonterte kapitalkostnader for SAGD/oppgradering er da 5,84US\$.

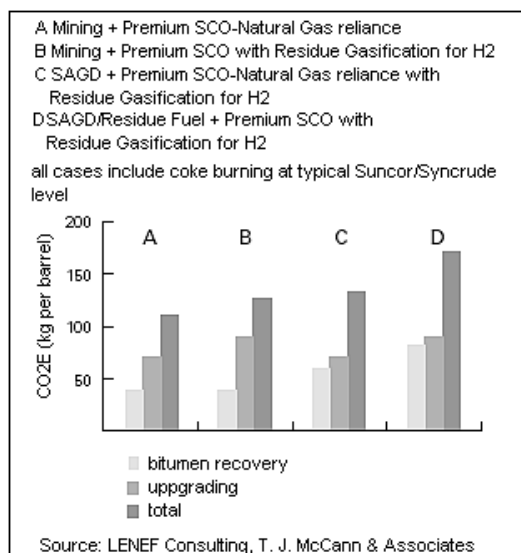
<sup>4</sup> For å identifisere investeringskostnadene etter produksjonsstart brukes følgende formel for nåverdi av en uniform betalingsstrøm:  $P = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$ , hvor P er nåverdi, A er summen på hver enkelte utbetaling, i er realrenten og n antall perioder (Ahmed og McKinney 2005, s. 6/369).

## 4.4 Miljøkostnader

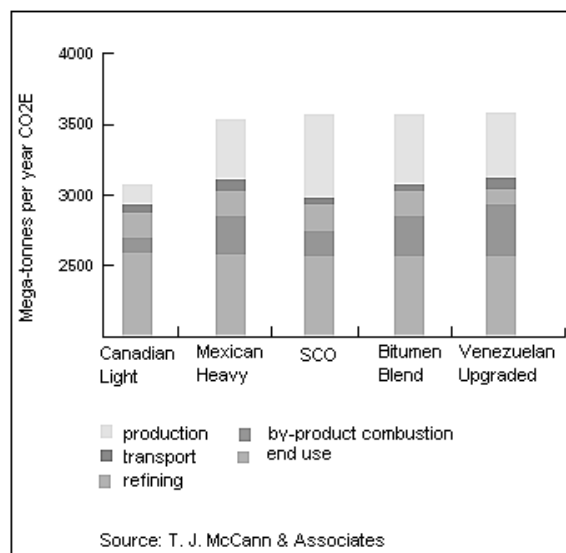
Oljesandindustriens kanskje største og raskest voksende utfordring er miljøkostnadene. Vi ser i det følgende på industriens forbruk av miljøressurser. En velfundert samfunnsøkonomisk verdsetting av miljøgodene som går tapt anses å være utenfor denne oppgavens rekkevidde. Følgende avsnitt vil likevel gi et inntrykk av miljøkostnadene og hvilke begrensninger disse kan legge på industriens fremtidige vekst. Det synes ikke urimelig at kostnadene ved klimautslipp vokser lineært. Dette kan begrunnes med at oljesandindustrien, tross stort omfang, neppe påvirker globale utslipp av  $\text{CO}_2\text{E}^5$  i nevneverdig grad. Kostnadene ved landskapsendringer og vannforbruk vokser derimot trolig konvekst. Årsaken er at knapphet på urørt natur og rent vann gjør verdsettingen av disse naturgodene høyere.

### 4.4.1 Luftforurensing

Den energiintensive oljesandindustrien slipper ut betydelig mer klimagasser enn vanlig konvensjonell produksjon. Utslipp av  $\text{CO}_2\text{E}$  ved henholdsvis produksjon og "livsløp" er illustrert i figurene 4.1 og 4.2 (OSTR 2004):



**Figur 4.1:** Utslipp av  $\text{CO}_2\text{E}$  per fat produsert



**Figur 4.2:** Totale  $\text{CO}_2\text{E}$  utslipp per  $\text{m}^3$

Merk at enheten i figur 4.1 er fat, mens 4.2 bruker  $\text{m}^3$ . Vi ser at utslippene er betydelige og tiltar ved forbrenning av biprodukter som koks. Fremtidig knapphet på naturgass kan gjøre dette mer attraktivt. Både Suncor og Syncrude brenner i dag koks for å redusere

<sup>5</sup> De viktigste  $\text{CO}_2$ -ekvivalentene er karbondioksid ( $\text{CO}_2$ ), metan ( $\text{CH}_4$ ) og nitrogenoksid ( $\text{N}_2\text{O}$ ). Deres faktorer ved omregning til  $\text{CO}_2\text{E}$  er hhv 1, 23 og 310 (OSTR s. 61)

driftskostnadene. Figur 4.1 gir at miner/oppgradering og SAGD/oppgradering har CO<sub>2</sub>E-utslipp på henholdsvis 112 og 132 kilogram per fat SCO ved bruk av naturgass. Vi ser i figur 4.2 at produksjon av SCO slipper ut mer CO<sub>2</sub>E enn de andre oljetypene. Blant fremtidige rensetiltak er fanging av CO<sub>2</sub>E mest fremtredende. Denne kan deretter pumpes tilbake i reservoaret for økt utvinningsgrad (IOR), eller brukes til produksjon av for eksempel kullsengmetan (OSTR s. 64). Som vi så i kapittel 2 er det også stort potensial for reduserte utslipp gjennom implementering av ny *in situ* teknologi.

I 2002 garanterte de føderale myndighetene at oljesandindustriens kostnader ved utslipp av CO<sub>2</sub>E ikke vil overgå 15C\$ per tonn. Videre vil industrien ikke betale for de første 85 prosent av "business as usual" utslipp per enhet før 2012 (OSTR 2004, s. 63). Kanadiske CO<sub>2</sub>E-utslipp ligger an til å overstige deres tildelte Kyoto-kvote med minst 45 prosent (Barret, 2006).

I tillegg til klimagassene finner vi blant annet svoveldioksid (SO<sub>2</sub>), nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), hydrogensulfid (H<sub>2</sub>S), karbonmonoksid (CO), flyktige organiske sammensetninger (VOC), ozon (O<sub>3</sub>), polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), partikkelsubstanser og reduserte svovelforbindelser (NEB 2000, s. 61). Dette fører til sur nedbør, smog og vond lukt.

#### 4.4.2 Landskap

I feltgruppen for åpne miner er reetableringen av bærekraftige økosystemer etter produksjon en utfordring. Sentrale elementer er at jorda har rett sammensetning, samt egenskaper som erosjon og kapasitet til å fange opp vann. Videre må flora og fauna gjenetableres i områdene. Størrelsen på arealbeslaget som følger av åpne miner kan illustreres ved følgende tabell (EUB 2004, s. 2-6):

**Tabell 4.7:** Arealbeslag ved åpne miner

Prosjekt	Beslaglagt landareal <sup>a</sup> (hektar)	Initial ressurs (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> bitumen)	Initial etablert reserve (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> bitumen)
Albian Sands	10 096	574	178
Suncor	15 370	878	604
Synchrude	21 672	1 433	959
Total	47 138	2885	1741

<sup>a</sup> Prosjektenes areal korresponderer med områdene fra prosjektgodkjenningen.

Tabell 4.7 impliserer at en kubikkmeter produsert SCO i snitt krever om lag 0,31 kvadratmeter land (utledet fra etablerte reserver). Avleiringene som følger ved utvinning av bitumen fra oljesanden er omfattende. En tilnærming er at for hver m<sup>3</sup> SCO produsert følger



det 6 m<sup>3</sup> sand og 1,5 m<sup>3</sup> gjørme (OSTR 2004, s. 35). Gjørmen blandes ut med vann og sendes med rørledning til avleiringsdammene. I tillegg til landskapsendringen følger risiko for lekkasje og forurensing av grunnvannet. Det er ventet at oljesandindustrien de neste ti år vil reetablere rundt 30 km<sup>2</sup> land. Suncor og Syncrude alene vil trolig ha mer enn en milliard kubikkmeter uren gjørme å behandle innen 2020 (NEB 2004, s. 68-71).

*In situ* produksjon krever betydelig mindre arealer. For eksempel er EnCana sitt Christina Lake prosjekt (SAGD), et område på rundt en kvadratkilometer, i stand til å produsere 95-125 tusen fat om dagen. Ser en bort fra rydding av skog innen det relativt begrensede området, er landskapsforstyrrelsene beskjedne ved termisk *in situ* produksjon (OSTR 2004, s. 38-39)

#### 4.4.3 Vannforbruk

God vannkvalitet er avgjørende for kvaliteten på de fleste operasjoner, fra utvinning til gjenetablering av land. Mesteparten av vannet kan resirkuleres etter bruk, men dårlig vannkvalitet har en tendens til å redusere produksjonseffektiviteten. Det er, grunnet faktorer som ressurskvalitet, operasjonsprosedyrer og resirkulering, stor variasjon i vannforbruket til ulike oljesandprosjekter. Vannforbruket til SAGD varierer mellom 2,5 og 4 enheter vann per enhet bitumen produsert. Variasjonen skyldes blant annet varierende damp/olje rate. Siden vann erstatter bitumen i bakken, vil en enhet bitumen produsert fjerne om lag en enhet vann permanent fra kretsløpet (Griffiths et al., 2003, s. 10). Vi ønsker et tilsvarende anslag for vannforbruk ved åpne miner. I 2001 trakk Suncrude 37 Mm<sup>3</sup>/y (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> per år ) fra Athabasca elven. Tilsvarende tall for Suncor er 42 Mm<sup>3</sup>/y, men disse returnerte om lag 30 Mm<sup>3</sup>/y (Griffiths et al., 2003, s. 21). Syncrude og Suncor hadde i 2001 en produksjon på henholdsvis 239 000 b/d og 145 000 b/d bitumen (TD Securities 2004). Dette gir et gjennomsnittlig netto vannforbruk på 2,5 enheter vann per enhet SCO. Syncrude og Suncor har begge lisenser på å trekke 60 Mm<sup>3</sup>/y vann fra Athabasca elven (Griffiths et al., 2003, s. 21).

### 4.5 Oppsummering av kostnader

Tabell 4.8 oppsummerer våre kostnadsanslag for oljesandindustrien:

**Tabell 4.8:** Oversikt over initiale enhetskostnader (US\$/fat SCO)

Feltgruppe	Driftskostnad ( $C_{O,0}^R$ )	Udiskontert investeringskostnad ( $C_{C,0}^R$ )	Diskontert investeringskostnad	Samlede diskonterte produksjonskostnader
Miner/oppgr.	11,3143	1, 8750	8,75	20,07
SAGD/oppgr.	13,7857	1,3236	5,84	19,63

I tabellen er det brukt en gasspris på 3,38US\$ per Mcf på anlegget. Dette svarer til en NYMEX gasspris på 4,25US\$/MBtu (CERI 2004). I tillegg kommer skatter (se del 4.6) og risikopremie. Risikopremien er på henholdsvis 0,32 og 0,38US\$ per fat for miner og *in situ* (se del 4.7.5). Realiserte kostnader i FRISBEE (gitt i tabell 5.4) avviker fra tabell 4.8 grunnet økende marginale drift og investeringskostnader. Også gasspris, gjenværende reserve og teknologisk vekst spiller inn.

Følgende tabell oppsummerer industriens forbruk av miljøressurser per dags dato:

**Tabell 4.9:** Oljesandindustriens forbruk av miljøressurser per m<sup>3</sup> SCO

Feltgruppe	CO <sub>2</sub> E (kg)	Land (m <sup>2</sup> )	Sand (m <sup>3</sup> )	Uren gjørme (m <sup>3</sup> )	Vannforbruk (m <sup>3</sup> )
Åpne miner	704,48	0,31	6	1,5	2,5
<i>In situ</i>	830,28	-	-	-	3,68 <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Av denne mengden trekkes 1 m<sup>3</sup> permanent ut av vannets kretsløp.

Andre biprodukter er svovel, koks, gips, ammoniumsulfat og urent salt vann.

## 4.6 Skatter og royaltyutbetalinger

I 1996 annonserte Alberta et nytt royaltyregime for oljesandindustrien. I prosjektets tidlige fase, før kapitalkostnader er inntjent, betaler oljeselskapene kun 1 prosent av samlede inntekter. Deretter, etter alle kostnader er inntjent, betales den største summen av følgende alternativer: 1 prosent av totale inntekter, eller 25 prosent av profitten. Dersom et selskap foretar nye investeringer kan dette resultere i fritak fra royaltyutbetalinger for eksisterende produksjonskapasitet. Til kapitalkostnadene legges også et krav om avkastning lik langsiktige kanadiske statsobligasjoner ([www.energy.gov.ab.ca](http://www.energy.gov.ab.ca)). I tillegg til royaltyutbetalinger kommer inntektsbeskatning. Det er beregnet at føderale og provinsielle inntektskatter, i kombinasjon med royaltyutbetalingene, etter samtlige investeringsutgifter er dekket, utgjør 62 prosent av prosjektets profitt (Taylor et al., 2005, s. 44). Vi setter i modellen nettoskatter lik 0,62, mens bruttoskatter settes lik 0.

## 4.7 Fastsetting av gjenværende parametere

Denne delen redegjør for de resterende parametere nødvendig for vår simulering av oljesandindustrien. Parametere som ikke er redegjort for er enten en funksjon av andre parametere (ny), eller satt lik for samtlige feltgrupper i FRISBEE ( $c_{C,UR}$ ,  $c_{C,S1}$ ,  $c_{C,S2}$  og  $\tau$ ). I flere tilfeller vil kalibreringen avhenge av produksjonskostnadene. Vårt valg av gasspris vil følgelig slå ut i kalibreringen. Utrekninger som mangler i teksten finnes i appendiks 2.

### 4.7.1 Kalibrering av $DRR_0$ og $\delta$

$DRR_0$  i likning (3.7) kan tolkes som de ressursene som oppdages i modellens første periode, gitt forventet produsentpris  $PP^e$ .  $\delta$  bestemmer hvor hurtig oppdagelsene avtar over tid. USGS (2000) estimerer ikke nye oppdagelser av bitumen (se del 3.2). Vi antar derfor at halvparten av differansen mellom kjente ressurser i dag og EUB (2004) sitt estimat for total ressurs (se tabell 4.3) vil oppdages ved en forventet produsentpris på 40US\$ over modellens 30 år.  $\delta$  er lik 0,04 for samtlige feltgrupper i FRISBEE. Verdiene for  $DRR_0$  blir da henholdsvis 1,52 og 52 for åpne miner og *in situ*.

### 4.7.2 Kalibrering av $\phi$

Likning (3.10) og kalibrering av  $\phi_1$  og  $\phi_2$ , slik at marginalkostnaden i basisåret er lik henholdsvis 28 og 100US\$ når produksjonsnivået er 99 og 100 prosent av full kapasitet, gir følgende likninger for  $\phi$ :

$$(4.6) \quad \phi_1 = 100 - C_O^{R,n}$$

$$(4.7) \quad \phi_2 = \frac{\ln[(28 - C_O^{R,n})/\phi_1]}{\ln(0,99)}$$

Vi setter  $\phi_3 = \phi_2$  for å dempe effekten av avtakende kapasitet i fase 4. Verdiene for  $\phi$  er gitt i tabell 4.11

### 4.7.3 Kalibrering av $\gamma$

Parameteren  $\gamma$  i likningene (3.13) og (3.15) bestemmer samspillet mellom reservemengde og utviklingen av drift og investeringskostnader. Vår tolkning av etablerte reserver fordrer at  $\gamma$  kalibreres slik at samlede produksjonskostnader er 50US\$ når samtlige etablerte reserver er

uttømt. Teknologisk utvikling, nye oppdagelser og IOR-investeringer kan øke reservemengden som kan utvinnes til en lavere kostnad. Vi finner at følgende likhet må gjelde for gamma (med  $\tau_1=0$ ):

$$(4.8) \quad 50US\$ = Enhetskostnad \cdot \left[ 1 - \gamma \ln \left( \frac{UR - GIUER}{ADDR} \right) \right]$$

Her refererer GIUER til gjenværende utviklet etablert reserve i 2000 (se appendiks 2), mens enhetskostnad benevner samlede diskonterte produksjonskostnader gitt i tabell 4.8. Vi finner at gamma er henholdsvis 0,802 og 0,9042 for miner/oppgradering og SAGD/oppgradering.

#### 4.7.4 Kalibrering av REC, IOR0 og IOREXP

Utvinningsgraden REC er illustrert i figur 3.2 og finnes ved å dele reserve på ressurs i det aktuelle sett. Tabell 4.2, 4.3 og 4.4 gir følgende utvinningsgrader:

**Tabell 4.10:** Utvinningsgrader for åpne miner og *in situ*

Feltgruppe	REC <sub>1</sub>	REC <sub>2</sub> =REC <sub>3</sub>	Forventet andel produsert <sup>a</sup>
Åpne miner	0,5598	0,3184	0,5000
<i>In situ</i>	0,09	0,1189	0,1032

<sup>a</sup> Denne ble funnet ved å dele forventet produksjonspotensial på forventet total ressurs i tabell 4.3.

hvor  $REC_1 = (AS+R)/RR$  i tabell 4.4.

Vi velger å kalibrere IOREXP og IOR0 slik at gjennomsnittlig utvinningsgrad passerer forventet andel produsert når IOR-kostnadene er lik 50US\$. Videre setter vi i likning (3.17) for oljesandindustrien  $RRI(\dots)^2=1$  og  $C_{IOR}^0$  lik halve summen av driftskostnad, udiskontert kapitalkostnad og  $2 \cdot RISK$ . For *in situ* gruppen finner vi fra likning (3.17) da at IOREXP skal være lik 11,9. Over tid vil utviklingen av dårligere felt redusere muligheten til å øke den gjennomsnittlige utvinningsraten ( $REC_1$ ). For åpne miner får vi et problem da initial utvinningsgrad er høyere enn den forventede gjennomsnittlige grunnet avtakende ressurskvalitet. For å unngå dette setter vi  $REC_{1,j}^0 = 0,5(REC_1 + REC_2)$  i likning 3.17 for åpne miner. Dette gir IOREXP lik 7,97. Åpne miner vil initialt ikke gjøre IOR-investeringer og det vil bli gradvis dyrere å opprettholde høy  $REC_1$ .

Merk at vi med dette og del 4.1 åpner for større utvinnbare reserver og høyere utvinningsgrad enn EUB (2004), dersom kostnader overstiger 50US\$.

#### 4.7.5 Fastsettelse av RISK

RISK er en konstant som gjenspeiler krav om økt fortjeneste grunnet usikkerhet. Oljesandindustrien er sensitiv overfor lav oljepris grunnet høye kostnader. På den annen side er Canada et stabilt land hvor myndighetene bestreber seg på å gi industrien forutsigbare rammebetingelser. Det kan nevnes at usikkerheten med henhold til størrelsen på eksisterende reserver generelt er lav i oljesandindustrien. Årsaken er at bitumenressursene er lettere å påvise enn konvensjonelle oljefelt. På den annen side er usikkerheten knyttet til reservoaret sin kvalitet betydelig for *in situ* produksjon. Vi setter RISK per toe lik 0,5US\$ for miner/oppgradering og 0,625US\$ for SAGD/oppgradering. Til sammenlikning er RISK satt lik 0,35US\$ i Nordsjøen og 2US\$ i afrikanske land (onshore). Diskontert risikopremie er henholdsvis 0,32 og 0,38 per fat for miner og *in situ* feltgruppene.

#### 4.8 Oppsummering av modellens parametere

Modellens initiale reservestørrelser og kostnader er gitt i tabellene 4.4 og 4.8. Følgende tabell oppsummerer verdiene til parameterne for oljesandindustrien i FRISBEE.

**Tabell 4.11:** Oversikt over FRISBEE parametere for oljesandindustrien

Feltgruppe	Alpha	$C_{C,UR}$	$C_{C,S1}$	$C_{C,S2}$	$C_{IOR}$	$\delta$	$DRR_0$	$\phi_1$	$\phi_2, \phi_3$	$\gamma$	GT	IOR0
Miner/oppgr.	1/29	4	0,1	0,4	7,09	0,04	1,52	88,69	166,2	0,802	0	1
SAGD/oppgr.	1/26	4	0,1	0,4	8,18	0,04	52	86,21	179,4	0,9041	0	1

Feltgruppe	IOREXP	$\kappa$	$\eta$	NT	$REC_1^a$	$REC_2^a, REC_3^a$	RISK	$t_1$	$t_2$	$t_3$	T	$\tau_1$	$\tau_p$
Miner/oppgr.	7,97	0,2	0,0244	0,62	0,5598	0,3184	0,5	4	2	10	58,67	0,01	0,01
SAGD/oppgr.	11,9	0,2	0,026	0,62	0,09	0,1189	0,625	4	2	10	53,85	0,01	0,01

<sup>a</sup> REC utvikler seg over tid og er oppgitt med sin initiale verdi.

## 5 ANALYSE AV OLJESANDINDUSTRIEN I PERIODEN 2000-2030

Vi kjørte FRISBEE modellen for tre prisscenarier: 20, 40 og 60US\$ per fat. Scenariet med en produsentpris på 40US\$ per fat brukes som referanse. Dette kjøres også med CO<sub>2</sub>-kvoter og hurtig teknologisk utvikling. Løsningen for gasspris og etterspørselssiden, som modelleres i FRISBEE, tas for gitt. De økonomiske mekanismene for tilpasning av produksjon analyseres ved hjelp av en teoretisk modell som redegjøres for i del 5.1. Appendiks 1 og 4 inneholder notasjon og utvalgte utregninger. Tabellene 5.2, 5.3 og 5.4 oppsummerer noen resultater fra scenariene. For detaljerte numeriske resultater henvises det til appendiks 3.

### 5.1 Den teoretiske modellen

Produsentene bestemmer hver periode produksjonsnivå og investering i produksjonskapasitet. For å få en enkel modell antas det at gjenværende reserve er eksogen. Denne vil typisk være en funksjon av utvinningsgraden, nye oppdagelser og tidligere perioders produksjon. Vi lar modellens kostnadsfunksjon være en forenkling av driftskostnadene i del 3.3.1, men inkorporerer klimautslipp vurdert i del 4.4.1. Klimautslipp modelleres som en funksjon av gassforbruk. Dette gir oss muligheten til å se på sammenhengene mellom CO<sub>2</sub>E-kvoter, gasspris og klimautslipp på en enkel måte. Driftskostnaden per enhet (C) er gitt ved:

$$(5.1) \quad C_t = [x_{1,t} + (p_{gass,t} + a_1 p_{CO_2E,t})x_2 + (a_2 / GR_t)] + a_3 (q_t / KAP_t)^{b_1} \\ = z_{1,t} + a_3 (q_t / KAP_t)^{b_1}$$

hvor fotskrift t angir periode, KAP er produksjonskapasitet, q er produksjon i fat olje og  $z_{1,t} \equiv x_{1,t} + (p_{gass,t} + a_1 p_{CO_2E,t})x_2 + (a_2 / GR_t)$ .  $x_1$  er en konstant som gjenspeiler utgifter til faktorer som arbeidskraft, vedlikehold og elektrisitet,  $x_2$  er gassforbruk og GR er gjenværende reserve. Parameteren  $a_1$  gir forholdet mellom gassforbruk og klimautslipp ( $a_1 > 0$ ).  $a_2$  styrer økningen i C ved en marginal reduksjon i GR ( $a_2 > 0$ ). Vi antar at kostnadene er stigende og konvekse i produksjonsnivå ( $a_3 > 0$ ,  $b_1 > 1$ ). Merk at C stiger mot uendelig når gjenværende reserve (GR) eller kapasitet (KAP) går mot null.

Investering i produksjonskapasitet (IKAP) antas å øke kapasiteten uniformt de neste ti periodene. Produksjonsprofilen kan illustreres ved å la  $t_1=1$ ,  $t_2=0$ ,  $t_3=10$  og  $t_4=0$  i figur 3.1. Dette gir følgende likning for kapasitet i periode t:

$$(5.2) \quad KAP_t = \sum_{i=1}^{10} IKAP_{t-i}$$

Bestemmelse av kapasitet gjøres ut fra realdiskonteringsraten ( $r$ ) og skatter ( $\chi$ ), samt forventninger om fremtidige priser ( $p^e$ ) og produksjonskostnader ( $C^e$ ). Vi gir produsentene adaptive forventninger og lar dem anta bruk av full kapasitet i etterfølgende perioder, slik at  $C_{t+k}^e = z_{1,t} + a_3$  og  $p_{t+k}^e = p_t$  for alle  $k > 0$ . Nåverdien av forventet gevinst ved å investere i kapasitet (GEVIKAP<sup>e</sup>) er gitt ved

$$(5.3) \quad GEVIKAP_t^e = \sum_{j=1}^{10} \left[ \left( p_{t+j}^e (1 - \chi_{t+j}) - C_{t+j}^e \right) \cdot (1 - r)^j \right] \cdot IKAP_t = z_{2,t} \cdot IKAP_t$$

hvor  $p$  er oljepris,  $\chi$  er (netto) skatt og avgift per enhet solgt,  $r$  er realdiskonteringsraten og  $z_{2,t} \equiv \sum_{j=1}^{10} \left[ \left( p_{t+j}^e (1 - \chi_{t+j}) - C_{t+j}^e \right) \cdot (1 - r)^j \right]$ . Kostnaden ved investering i kapasitet (KOSTIKAP) gjenspeiler sentrale elementer fra del 3.3.2 og er gitt ved

$$(5.4) \quad KOSTIKAP_t = (ckap_t / GR_t) \cdot IKAP^{b_2}$$

Vi lar  $b_2 > 1$  slik at investeringskostnadene vokser konvekst.  $ckap$  er en konstant for kostnad ved investering i kapasitet. Merk at KOSTIKAP går mot uendelig når gjenværende reserve (GR) går mot null. Nåverdien av forventet profitt ved investering i kapasitet ( $V$ ) er dermed gitt ved:

$$(5.5) \quad V_t = z_{2,t} \cdot IKAP_t - (ckap_t / GR_t) \cdot IKAP_t^{b_2}$$

Maksimering av  $V$  med hensyn på  $IKAP$  gir:

$$(5.6) \quad IKAP_t^* = \left[ \frac{GR_t \cdot z_{2,t}}{b_2 \cdot ckap} \right]^{\frac{1}{b_2-1}}$$

Denne gir at  $IKAP^*$  tilpasses slik at grensekostnad er lik forventet grenseinntekt ved investering i kapasitet i optimum. Dersom dette ikke var tilfelle kunne produsentene øke forventet profitt ved å endre sin tilpasning. Vi ser av (5.6) at  $IKAP^*$  øker i forventet produsentpris ( $p_{t+k}^e, k = 1, 2, \dots, 10$ ) og gjenværende reserve (GR). Videre avtar  $IKAP^*$  i skatter ( $\chi$ ), kostnad ved investering i kapasitet ( $ckap$ ), realdiskonteringsraten ( $r$ ) og forventede

produksjonskostnader  $(C^e)$ . IKAP\* avhenger negativt av  $b_2$ , dvs hvor hurtig investeringskostnadene stiger i IKAP.

Hver periode maksimerer produsentene profitt gitt kapasitet. Problemet og løsningen for produksjon ( $q^*$ ) er som følger:

$$(5.7) \quad \underset{q_t}{Maks} \pi_t = \underset{q_t}{Maks} \left\{ \left( p_t(1 - \chi_t) - z_{1,t} - a_3 \left( \frac{q_t}{KAP_t} \right)^{b_1} \right) \cdot q_t \right\}$$

$$(5.8) \quad q_t^* = KAP_t \cdot \left( \frac{p_t(1 - \chi_t) - z_{1,t}}{a_3(b_1 + 1)} \right)^{\frac{1}{b_1}}$$

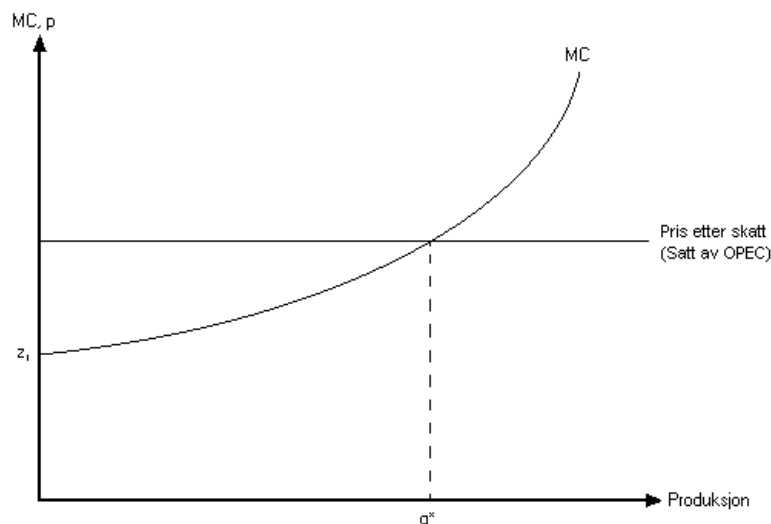
hvor (5.8) følger fra (5.7). (5.8) gir at produsentene tilpasser produksjon slik at grensekostnaden (MC) er lik produsentpris etter skatt i optimum. Vi ser at tilbudet ( $q^*$ ) øker i pris og avtar i skatter. En økning i driftskostnadene i  $z_1$  eller parameterne  $a_3$  og  $b_1$ , som sammen bestemmer hvor fort produksjonskostnadene vokser i  $q$ , demper produksjonen. Likning (5.8) illustrerer modellens dynamikk: En endring i periode  $t$  i en faktor som inngår i parentesene vil endre denne, og dermed  $q^*$ , i samme periode. Deretter vil, gitt at denne faktoren påvirker IKAP\* (se likning (5.6)), produsentene endre investeringene i kapasitet og dermed KAP i de etterfølgende 10 periodene. Isolert sett vil en dobling av kapasiteten fordoble  $q^*$ . Merk at GR er eksogen slik at produsentene ikke tar hensyn til at produksjon i dag reduserer gjenværende reserve og dermed øker kostnadene i senere perioder. Produsentene i FRISBEE tar heller ikke hensyn til dette.

Løsningen for  $q^*$  på redusert form følger fra (5.2), (5.6) og (5.8):

$$(5.9) \quad q_t^* = \left( \frac{p_t(1 - \chi_t) - z_{1,t}}{a_3(b_1 + 1)} \right)^{\frac{1}{b_1}} \cdot \sum_{i=1}^{10} \left[ \frac{GR_{t-i} \cdot z_{2,t-i}}{b_2 \cdot ckap} \right]^{\frac{1}{b_2-1}}$$

En illustrasjon av produsentenes tilpasning av produksjon, for gitt kapasitet samt verdier på parametere og andre variable, er gitt i følgende figur:





**Figur 5.1:** Illustrasjon av produsentenes tilpasning av produksjon (q)

hvor  $MC_t = z_{1,t} + [a_3(b_1 + 1)/KAP_t^{b_1}] \cdot q_t^{b_1}$ . MC-kurven skjærer MC,p-aksen i  $z_1$  og helningen avtar i kapasitet og øker i parameterne  $b_1$  og  $a_3$ <sup>6</sup>. Ettersom akkumulert produksjon vokser og gjenværende reserve avtar, vil MC kurven gradvis stige og bli brattere (se avsnitt 5.2.1). Investeringskostnadene er sunkne og produsentene kan, gitt gal tidligere forventning, ha positiv produksjon selv om samlede produksjonskostnader er høyere enn pris etter skatt. Følgende tabell oppsummerer modellens kvalitative resultater, med henhold til tilpasning av produksjon og kapasitet, ved økninger i modellens eksogene variabler og parametere i periode t:

**Tabell 5.1:** Endring i  $q^*$  og  $IKAP^*$  ved økning i eksogene variable og parametere

	GR	$p_{\text{gass}}^a$	$p_{\text{CO}_2\text{E}}^a$	$p^a$	r	$x_1^b$	$x_2^b$	$a_1^b$	$a_2^b$	$a_3^b$	$b_1$	$b_2^b$	ckap	$\chi$
$\Delta q_t^*$	+	-	-	+	0	-	-	-	-	-	-	0	0	-
$\Delta IKAP_t^*$	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	0 <sup>c</sup>	-	-	-

<sup>a</sup> Endring i  $IKAP$  følger av adaptive forventninger mht pris.

<sup>b</sup> Endring i  $IKAP$  følger av adaptive forventninger mht fremtidig produksjonsteknologi.

<sup>c</sup> Resultatet følger av at  $q_{t+k}^e = KAP_{t+k}$  for alle k. (5.1) gir da  $C_{t+k}^e = z_{1,t} + a_3$

I tabell 5.1 ser vi kun på fortegnet til endringen.  $\Delta q^*$  betegner endret tilpasning av  $q^*$ , mens  $\Delta IKAP^*$  angir effekt på  $IKAP^*$ . I figur 5.1 kunne resultatene fra tabell 5.1, med unntak av skift i p eller  $\chi$ , blitt illustrert ved positive/negative skift i MC kurven.

Vi bruker i dette kapitlet modellen til teoretisk analyse av isolerte effekter på produksjon i oljesandindustrien ved varig økt produsentpris før skatt (p), redusert gjenværende reserve (GR), innføring av CO<sub>2</sub>E kvoter, økt gasspris ( $p_{\text{gass}}$ ) og teknologisk utvikling. Derivasjon av

<sup>6</sup> Resultatet mht  $b_1$  følger av at  $q^*$  avtar i  $b_1$ , jmf (5.8).

(5.9) med hensyn på  $y$  gir følgende skift fra initial likevekt i periode  $t-1$  til periode  $t+k$ . (se appendiks 4):

$$(5.10) \quad \frac{\partial q_{t+k}^*}{\partial y_t} = \frac{\partial \omega_{t+k}}{\partial y_t} KAP_{t+k} + \frac{\partial KAP_{t+k}}{\partial y_t} \omega_{t+k} = \frac{\partial \omega_t}{\partial y_t} KAP_t + k \cdot \frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial y_t} \omega_t, \quad k = 0, 1, \dots, 10$$

hvor  $\omega_t = [(p_t(1 - \chi_t) - z_{1,t}) / (a_3(b_1 + 1))]^{1/b_1}$ ,  $KAP_t = \sum_{i=1}^{10} [(z_{2,t-i} \cdot GR_{t-i}) / (b_2 \cdot ckap)]^{1/b_2-1}$  og  $y$  er en eksogen variabel eller parameter. Vi ser at verdien i (5.10) vokser over elleve perioder. Endringen fra periode  $t+k-1$  til  $t+k$  finner en ved  $\partial q_{t+k}^* / \partial y_t - \partial q_{t+k-1}^* / \partial y_t$ . Denne er lik  $(\partial KAP_{t+1} / \partial y_t) \cdot \omega_t$  for  $k=1, 2, \dots, 10$ . Et eksogent skift i en variabel fører til at produsentene maksimerer profitt gitt den nye verdien for fremtidige perioder ( $y_{t+k}^e = y_t$ ). Vi deriverer således  $KAP_t$  med hensyn på marginal endring i forventning der disse endres. Samtlige skift vi skal analysere følger dynamikken vist i likning (5.10) og vi finner uttrykkene på de deriverte i denne. Den følgende teoretiske redegjørelsen fokuserer på skiftets fortegn og dynamikk, men de ulike variable og parameters innflytelse på størrelsen til de deriverte gis i de relevante algebraiske uttrykk.

## 5.2 Referansescenariet

I FRISBEE er gjenværende reserve og gasspris endogene variabler. Utviklingen av disse spiller en sentral rolle ved produsentenes tilpasning av produksjon og investeringer. Det synes derfor hensiktsmessig å bruke den teoretiske modellen til å analysere skift i disse variablene, før vi tolker FRISBEE resultater i referansescenariet.

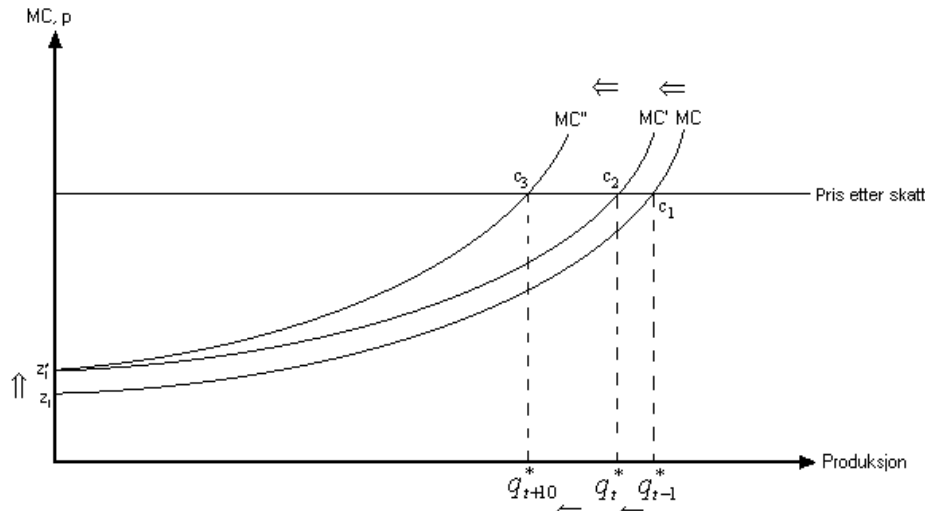
### 5.2.1 Teoretisk analyse av effekter fra gjenværende reserve og gasspris

Vi fokuserer først på uttømming av gjenværende reserve (GR). Dynamikken styres av (5.10) med GR for  $y$ . De deriverte er som følger:

$$(5.11) \quad -\frac{\partial \omega_t}{\partial GR_t} KAP_t = -\frac{a_2 \cdot KAP_t}{GR_t^2 \cdot b_1 [a_3(b_1 + 1)]^{1/b_1}} \cdot \left( \frac{1}{p_t(1 - \chi_t) - z_{1,t}} \right)^{1-\frac{1}{b_1}} < 0$$

$$(5.12) \quad -\frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial GR_t} \omega_t = -\frac{\omega_t}{b_2 - 1} \cdot \left( \frac{b_2 \cdot ckap}{GR_t \cdot z_{2,t}} \right)^{\frac{b_2-2}{b_2-1}} \cdot \left[ \frac{(a_2 / GR_t) \cdot \sum_{j=1}^{10} (1-r)^j + z_{2,t}}{b_2 \cdot ckap} \right] < 0$$

Mindre GR hever utvinningskostnadene jamfør likning (5.1). Reduksjonen i  $q^*$  i periode  $t$  er gitt i (5.11). (5.12) gir effekt de etterfølgende ti perioder fra økt investeringskostnad, samt redusert forventet fremtidig gevinst ved investering i kapasitet (GEVIKAP<sup>e</sup>). En brå reduksjon i GR vil ha effekten vist i figur 5.2:



**Figur 5.2:** Tilpasning av produksjon ved redusert gjenværende reserve, økt gasspris eller innføring av klimavoter.

Initial likevekt er gitt ved  $c_1$ . Redusert GR øker driftskostnadene og ny likevekt er gitt ved  $c_2$ . Lavere GR hever også kostnaden ved investering i kapasitet i dag og fremtidige forventede produksjonskostnader. Dette gir reduserte investeringer i kapasitet og dermed lavere  $q^*$  i de etterfølgende periodene. Den nye likevekten, gitt ved  $c_3$ , nåes etter elleve perioder. Jevn uttømming vil bidra til at MC-kurven stiger og blir brattere, jamfør mange små skift vist i figur 5.2. Likningene (5.1) og (5.4) gir at produksjons og investeringskostnadene stiger mot uendelig når GR går mot null.

Økt pris på naturgass øker dagens og forventede produksjonskostnader. (5.10) styrer, med  $p_{gass}$  og  $p_{gass}^e$  for  $y_t$ , produksjonsutviklingen. Vi finner at

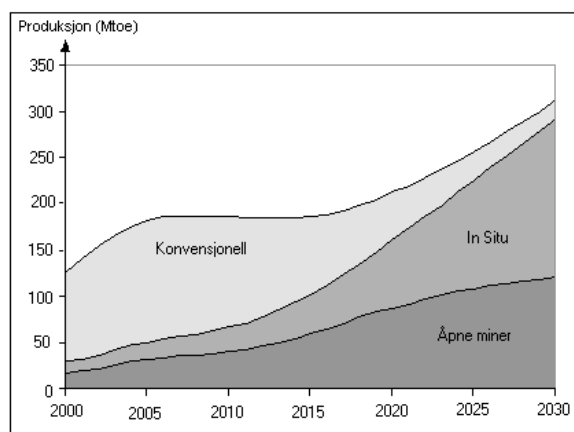
$$(5.13) \quad \frac{\partial \omega_t}{\partial p_{gass}} KAP_t = -\frac{x_{2,t} \cdot KAP_t}{b_1 [a_3 (b_1 + 1)]^{1/b_1}} \cdot \left( \frac{1}{p_t (1 - \chi_t) - z_{1,t}} \right)^{1 - \frac{1}{b_1}} < 0$$

$$(5.14) \quad \frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial p_{gass}^e} \omega_t = -\frac{\omega_t}{b_2 - 1} \cdot \left( \frac{GR_t}{b_2 \cdot c_{kap}} \right)^{\frac{1}{b_2 - 1}} \cdot (z_{2,t})^{\frac{b_2 - 2}{b_2 - 1}} \cdot x_{2,t} \sum_{j=1}^{10} (1-r)^j < 0$$

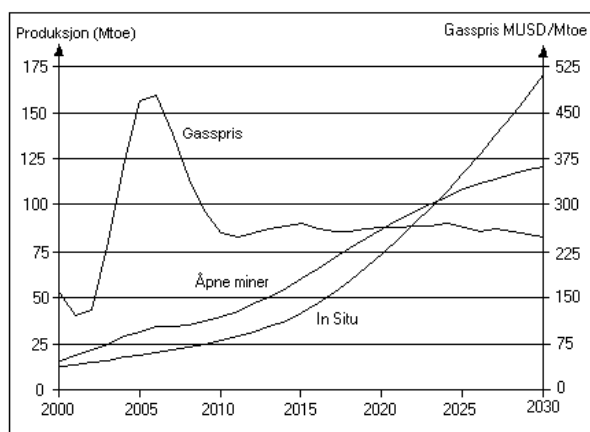
Vi har to effekter: I første periode tilpasser produsenten seg det økte kostnadsnivået (gitt kapasitet) med lavere produksjon. Deretter bygges produksjonskapasitet ned som følge av lavere forventet gevinst ved investering (GEVIKAP<sup>e</sup>). Skiftet i tilpasning av produksjon er illustrert i figur 5.2.

### 5.2.2 FRISBEE resultater i referansescenariet

Vi kjørte FRISBEE med en OPEC pris 40US\$ per fat, gratis CO<sub>2</sub>E-utslipp og middels teknologisk utvikling ( $\tau_1 = \tau_p = 0,01$ ). FRISBEE ga en produsentpris før skatt på 43,4US\$ per fat i Canada ved en OPEC pris på 40US\$/fat. Noen resultater er oppsummert i følgende figurer:



**Figur 5.3:** Konvensjonell og ukonvensjonell produksjon i referansescenariet.



**Figur 5.4:** Ukonvensjonell produksjon og gasspris i referansescenariet.

Figur 5.3 viser tilbud fra miner, *in situ* og konvensjonell kanadisk produksjon stablet oppå hverandre. Konvensjonell produksjon avtar som følge av uttømming av gjenværende reserve. Vi ser at de to feltgruppene for oljesandindustrien etter 2010 viser sterk vekst. Åpne miner stabiliserer seg noe, mens *in situ* gruppen vokser kraftig også mot 2030. Dette skyldes at GR for åpne miner er mindre enn GR i *in situ* gruppen, relativt til investering i reserver i tidsrommet. Investeringskostnadene stiger følgelig tidligere og demper produksjonsveksten. Vekstraten er fra og med 2006 sterkest for *in situ* gruppen. Dette fører til at årlig produksjon fra *in situ* gruppen passerer den fra åpne miner mellom 2023 og 2024. Tilbudet fra oljesandindustrien passerer konvensjonell produksjon mellom 2013 og 2014, og stiger fra 22,6 til 93,6 prosent av total kanadisk oljeproduksjon i tidsrommet 2000-2030. Veksten bidrar til at Canadas årlige produksjon er 2,46 ganger høyere i 2030 enn i 2000, på tross av sterkt

reduisert konvensjonell produksjon. Dette er særlig interessant da Canada i dag er den største eksportøren av råolje og petroleumsprodukter til USA (TD Securities 2004).

Veksten i perioden 2000-2004 skyldes eksogene investeringer i kapasitet før 2000, mens den fra 2004 til 2008 er relativt lav. Årsaken er lave investeringer i perioden 2000-2004 og at det tar tid fra investeringsbeslutning til produksjonsstart. De lave investeringene skyldes adaptive forventninger og lav oljepris før 2000.

Figur 5.4 plotter samlet produksjon fra de to feltgruppene mot gassprisen. Denne øker kraftig og toppe seg i 2006, før den avtar og stabiliseres rundt 260US\$/toe. Den høye gassprisen i tidlige perioder demper produksjon og investeringer. Forventet gasspris (gjennomsnittlig gasspris de siste 6 år) avtar fra 394,6US\$/toe i 2009 til 260US\$/toe i 2015, og holder seg deretter ganske stabil. Dette bidrar til økte investeringer. Økt vekst skyldes dermed en kombinasjon av økt oljepris og lavere gasspris. *In situ* gruppen er mer gassintensiv enn åpne miner og følgelig mer sensitiv overfor gasspris, jamfør større  $x_2$  i likningene (5.13) og (5.14). FRISBEE synes å støtte opp om dette resultatet. Det bør nevnes at det finnes substitutter til naturgass, slik at gassforbruket per enhet vil synke når prisen øker. Nærliggende eksempler er biproduktet koks (nevnt i del 4.4.1) eller kull. Modellen tar ikke hensyn til dette.

Miljøkostnadene gitt i tabell 4.9 gir at minene i 2030 vil ha beslaglagt om lag 740 km<sup>2</sup> land og produsert 14 300 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> sand og 3570 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> uren gjørme til avleiringer. Vannforbruket til oljesandindustrien anslåes til 12 100 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, hvorav 1920 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> er permanent fjernet fra vannets kretsløp. Det synes ikke utenkelig at disse faktorene kan forhindre tillatelse til nye utbygginger, eller øke kostnadene og dermed dempe realisert produksjon. Utslipp av CO<sub>2</sub>E i perioden 2000-2030 beregnes til rundt 3537 10<sup>6</sup> tonn med dagens teknologi.

NEB (2004) anslår produksjon i 2015 for åpne miner og *in situ* (omregnet fra bitumen til SCO) til henholdsvis 56,4 og 40,7 Mtoe (NEB 2004, s. 28). Våre tilsvarende tall er 59,8 og 41,73 Mtoe. NEB (2004) antar en NYMEX oljepris på 24US\$/fat for West Texas Intermediate og en NYMEX naturgasspris på 4US\$/MBtu. Vår gjennomsnittlige gasspris denne perioden er 6,8US\$/MBtu. Ulike antakelser om priser gjør sammenlikning vanskelig, men det synes ikke urimelig at effektene til en viss grad utligner hverandre. CERI (Canadian Energy Research Institute) regner med en nær tredobling av produksjonsnivået fra 2000 til 2010 (CAPP 2005b). Dette er noe i overkant av våre resultater.

### 5.3 Ulike prisscenarier: Produksjon ved en produsentpris på 20, 40 og 60US\$ per fat

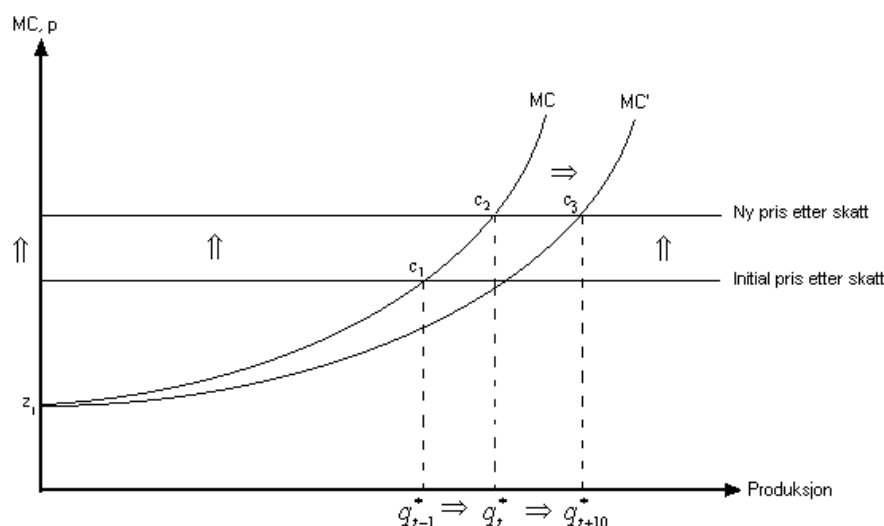
#### 5.3.1 Teoretisk analyse av en permanent økning i produsentpris (p)

Høyere oljepris gir økt produksjon og økte investeringer i kapasitet. Dynamikken følger (5.10) med  $p$  og  $p^e$  for  $y$ . Vi finner følgende uttrykk for de deriverte:

$$(5.15) \quad \frac{\partial \omega_t}{\partial p_t} KAP_t^* = \frac{KAP_t^* (1 - \chi)}{b_1 [a_3 (b_1 + 1)]^{1/b_1}} \cdot \left( \frac{1}{p_t (1 - \chi) - z_{1,t}} \right)^{1 - \frac{1}{b_1}} > 0$$

$$(5.16) \quad \frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial p_t^e} \omega_t = \frac{\omega_t}{b_2 - 1} \cdot \left( \frac{GR_t}{b_2 \cdot c_{kap}} \right)^{\frac{1}{b_2 - 1}} \cdot (z_{2,t})^{\frac{2 - b_2}{b_2 - 1}} \cdot \sum_{j=1}^{10} (1 - r)^j \cdot (1 - \chi_{t+j}) > 0$$

Dersom ikke økt produsentpris påvirket forventninger om fremtidige priser, ville effekten i (5.15) vært hele produksjonsøkningen som følge av en marginal prisøkning. Med adaptive forventninger vil imidlertid forventet fremtidig gevinst ved investering i kapasitet øke (GEVIKAP<sup>e</sup>), noe som jamfør likning (5.6) gir økt investering i kapasitet. Økt kapasitet gir deretter økt produksjon og denne effekten gis i (5.16). Oppbyggingen av kapasitet tar tid og full effekt på produksjon oppnåes i periode  $t+10$ . Følgende figur illustrerer skiftet:

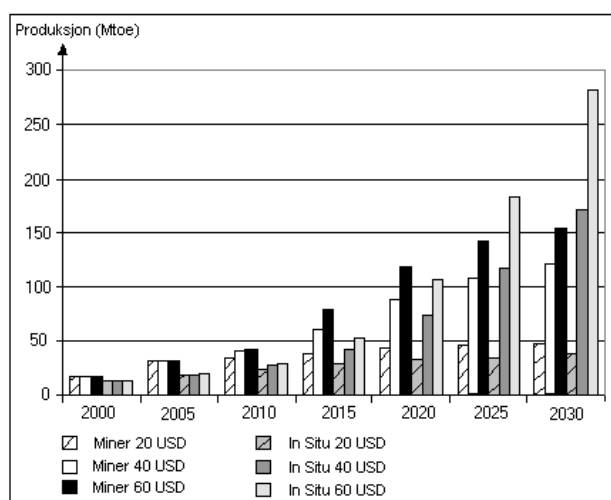


**Figur 5.5:** Tilpasning av produksjon ved en prisøkning

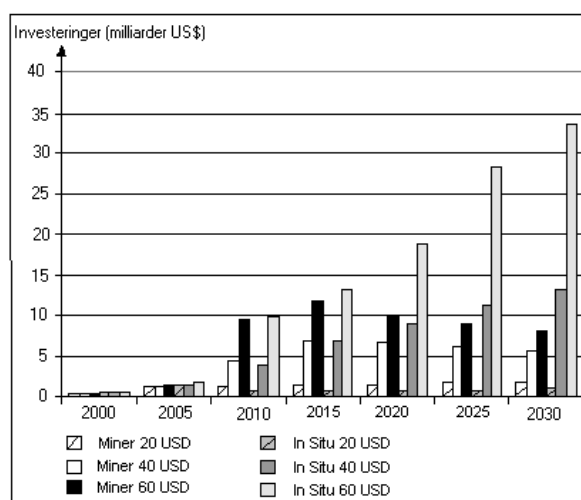
Den initiale likevekten er gitt ved  $c_1$ . Bevegelsen fra  $c_1$  til  $c_2$  skyldes ny tilpasning av produksjon, gitt dagens kapasitet, og inntreffer i første periode (likning (5.15)). Deretter vil kapasitet bygges opp i de etterfølgende 10 perioder. Effekten gis i likning (5.16). Dette fører til en gradvis bevegelse av MC-kurven mot den nye likevekten  $c_3$ .

### 5.3.2 FRISBEE resultater i de ulike prisscenariene

For å se hvor sensitivt tilbudet fra oljesandindustrien er overfor endringer i pris, ble FRISBEE kjørt med høy (60US\$/fat) og lav (20US\$/fat) oljepris. Dette ga en produsentpris i Canada på henholdsvis 23,2 og 63,5US\$ per fat. Modellen bruker faktiske priser til og med 2004. Prisen beveger seg deretter lineært mot den eksogent gitte prisen som nåes i 2008. Gassprisens dynamikk over tid er lik referansescenariet (figur 5.4) og gjennomsnittlig gasspris i perioden 2000-2030 i lavprisscenariet, referansescenariet og høyprisscenariet er henholdsvis 271,7, 273,9 og 275,9US\$/toe. Prisforskjellen slår beskjedent ut på driftskostnadene, relativt til størrelsen på skiftet i oljepris. Følgende figurer sammenlikner produksjon og investeringer hvert femte år i de tre prisscenariene:



Figur 5.6: Ukonvensjonell produksjon i prisscenariene



Figur 5.7: Investeringer i oljesandindustrien

Vi ser hvor sterkt produksjon og investeringer varierer med oljeprisen. Årlig produksjon fra oljesandindustrien passerer konvensjonell produksjon mellom 2013 og 2014 i alle scenariene. Differansen mellom scenarienes forventede oljepris tiltar etter 2004 og investeringsnivået divergerer. Oppbygging av kapasitet tar tid og produksjonsøkningen, som følger både av tilpasning med økte marginale driftskostnader (5.15) og økt investering i kapasitet (5.16), kommer utover i scenariene med høy eller middels pris. Villigheten til å presse marginale investeringskostnader høyt ved høy oljepris illustreres ved sammenlikning av figurene 5.6 og 5.7, samt tabell 5.4.

I lavprisscenariet viser begge feltgruppene en tendens til svakt stigende produksjon, men investeringene er begrensede. Særlig den gassintensive *in situ* gruppen tjener på lavere gasspris utover i scenariet. Sunkne investeringskostnader og treghet i forventningsdannelsen

legger grunnlag for produksjon og investeringer hele perioden. Oljesandindustrien kan ikke kompensere for fall i konvensjonell produksjon og total kanadisk produksjon faller under 100Mtoe per år etter 2020 i dette scenariet. I FRISBEE er en liten del av reservene billige å utvinne, grunnet faktorer som infrastruktur og spisskompetanse (likning (3.16)). Dette kan forklare det forholdsvis høye investeringsnivået på tross av lav oljepris. Analysen av kostnader i kapittel 4 indikerer at en OPEC pris på 20US\$ per fat er nær minimum for kommersiell utvinning av ukonvensjonell kanadisk olje. Industriens evne til å tåle svake globale oljepriser styrkes noe ved lave transportkostnader til det nordamerikanske oljemarkedet. I FRISBEE gjenspeiles dette ved at en OPEC pris på 20US\$ per fat gir en produsentpris på 23,2 i Canada.

Ved en oljepris på 60US\$ per fat vokser oljesandindustrien kraftig. *In situ* gruppen står for over halvparten av årlig kanadisk oljeproduksjon etter 2025 i dette scenariet. Gruppens årlige investeringer toppe seg i 2028 i høyprisscenariet, men stiger i de andre. Årlige investeringer er svært høye. Det kan tenkes at samfunnsøkonomiske miljøkostnader, knapphet på kvalifisert arbeidskraft, eller mangel på infrastruktur og rørledninger begrenser veksten, særlig i dette scenariet.

CERI anslår investeringene i perioden 2000-2020 til omtrent 100 milliarder US\$ (CAPP 2005b). Tilsvarende tall i FRISBEE er 40, 171 og 315 milliarder US\$ i lav, referanse og høyprisscenariet. Det synes ikke urimelig at differansen skyldes antatt oljepris. Samtidig er FRISBEE investeringsnivå fra 2000 til 2004 lavere enn det realiserste. Årsaken er trolig modelleringen av forventninger og den lave oljeprisen før 2000.

## 5.4 Innføring av globale CO<sub>2</sub>E-kvoter i 2010

### 5.4.1 Teoretisk analyse av innføring av globale CO<sub>2</sub>E-kvoter

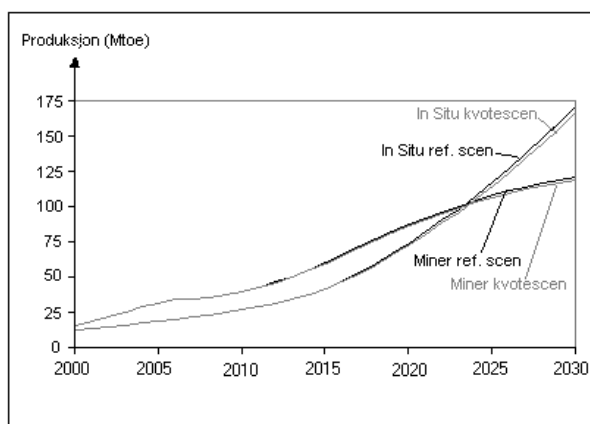
Innføring av CO<sub>2</sub>E-kvoter modelleres som at prisen på klimautslipp ( $p_{CO_2E}$ ) i (5.1) er positiv. Dette vil ha samme effekt og dynamikk som økt pris på naturgass, redegjort for i 5.2.1, når en multipliserer (5.13) og (5.14) med  $a_1$ . Dersom innføringen av kvoter er kjent før 2010 vil produsentene redusere investeringene i kapasitet før innføringen av klimakvoter. Årsaken er økte forventede driftskostnader. Dette er ikke tilfelle i kjøringen av FRISBEE. Pris på klimautslipp demper etterspørselen etter gass fra gasskrevende industri og andre aktører. På



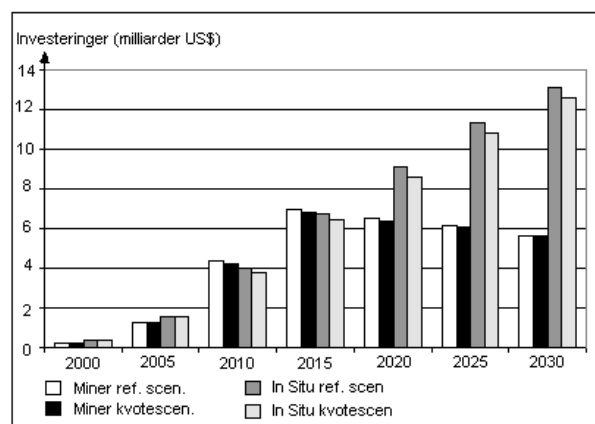
den annen side kan forbruket av forurensende kraftkilder (f. eks kull) vris mot renere kraft fra gass, særlig på lengre sikt. Videre må også gassprodusentene betale for sine utslipp. Dersom den første effekten dominerer over de to siste vil reduserte gasspriser dempe effekten av kvoter. Gassintensiv industri slipper typisk ut mer CO<sub>2</sub>E, men vil også nyte best av denne effekten (redegjort for i del 5.2.1).

#### 5.4.2 FRISBEE resultater ved innføring av globale CO<sub>2</sub>E-kvoter i 2010

Referansescenariet ble kjørt med en kvotepris på 10US\$ per tonn CO<sub>2</sub>E-utslipp. Klimakvotene trer i kraft i 2010 og koster henholdsvis 1,12 og 1,32US\$ for miner og *in situ* per fat SCO produsert. Gjennomsnittlig gasspris i perioden 2010-2030 er 255US\$/toe mot 261US\$/toe i referansescenariet. Reduserte gasskostnader demper følgelig effekten av kvoter noe, særlig for den gassintensive *in situ* gruppen. Følgende figurer oppsummerer noen resultater:



**Figur 5.8:** Produksjon i referanse og kvotescenariet



**Figur 5.9:** Investeringer i referanse og kvotescenariet

Figurene 5.8 og 5.9 sammenlikner produksjon og investeringer for hver feltgruppe i referanse og kvotescenariet. Tilpasningen er lik frem til 2010. Deretter faller investeringer og produksjon noe som følge av økte driftskostnader, jamfør mekanismene beskrevet tidligere. Akkumulert produksjon fra 2010 til 2020 avtar med 1,26 prosent for miner og 2,01 prosent for *in situ*. Det er en tendens til at produksjonsdifferansen mellom scenariene øker fra 2010 til 2020. Dette skyldes effekten på produksjon via lavere investeringer i kapasitet. I tillegg til å ha høyest utslippsintensitet kommer en større andel av *in situ* gruppens investeringer og produksjon etter 2010, og rammes derfor av CO<sub>2</sub>E-avgiften. *In situ* gruppens tilpasning påvirkes derfor mest.

Den begrensede effekten på produksjon og investeringer skyldes trolig at utgifter til kjøp av kvoter utgjør en liten andel av de høye produksjonskostnadene. Det er tenkelig at effekten av kvoter ville vært sterkere ved lavere oljepris. Resultatet impliserer uansett at oljesandindustrien ikke nødvendigvis er særlig mer sensitiv enn konvensjonell produksjon overfor innføring av CO<sub>2</sub>E-kvoter, på tross av høye utslipp (illustrert i figur 4.2). En nærliggende implikasjon er at subsidiering av oljesandindustriens klimautslipp (se del 4.4.1) ikke er nødvendig for å sikre industriens fremtidige vekst.

Oljesandoperatøren Suncor beregner kostnadene for oppfyllelse av Kyotoprotokollen til om lag 0,15–0,20US\$ per fat (NEB 2004, s. 11). Det lave anslaget skyldes at industrien før 2012 ikke vil betale for hele klimakvoten selv (se del 4.4.1). Dersom industrien ikke trenger å betale for alle sine klimautslipp, på tross av Canada sin ratifikasjon av Kyotoavtalen, vil effekten på produksjonsnivå og utslipp avta. Kostnadene kan også dempes gjennom rensetiltak, noe FRISBEE ikke åpner for.

## 5.5 Teknologisk utvikling

### 5.5.1 Teoretisk analyse av teknologisk utvikling

Teknologisk utvikling modelleres som reduksjon i driftskostnader uten gass ( $x_1$ ), gassforbruk ( $x_2$ ) og investeringskostnader ( $ckap$ ). Vi kan også få økt utvinningsgrad og dermed økt gjenværende reserve (GR). Vi ser først på reduksjon i  $x_1$ . Et eksempel på dette er overgangen fra graveskovler og transportbelter til gravemaskiner og lastebiler nevnt i del 2.3.1. Dynamikken følger (5.10) med følgende uttrykk for de deriverte:

$$(5.17) \quad -\frac{\partial \omega_t}{\partial x_t} KAP_t = \frac{KAP_t}{b_1[a_3(b_1+1)]^{1/b_1}} \cdot \left( \frac{1}{p_t(1-\chi_t) - z_{1,t}} \right)^{1-\frac{1}{b_1}} > 0$$

$$(5.18) \quad -\frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial x_1^e} \omega_t = \frac{\omega_t}{b_2-1} \cdot \left( \frac{GR_t}{b_2 \cdot ckap} \right)^{\frac{1}{b_2-1}} \cdot (z_{2,t})^{\frac{2-b_2}{b_2-1}} \cdot \sum_{j=1}^{10} (1-r)^j > 0$$

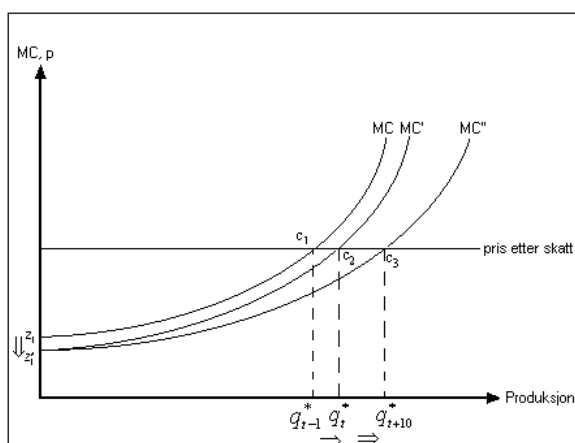
Teknologiske fremskritt kan også redusere gassforbruket ( $x_2$ ). Eksempler her er videreutvikling av SAGD eller mer effektiv separasjon av bitumen (se del 2.4). Derivasjon av (5.10) med hensyn på  $x_2$  blir lik (5.17) og (5.18), dersom en multipliserer med  $(p_{\text{gass}} + a_1 \cdot p_{\text{CO}_2\text{E}})$ . Vi ser at pris på CO<sub>2</sub>E-utslipp øker gevinsten ved redusert gassforbruk og dermed gir økt insentiv til å redusere forbruk og utslipp. Ny teknologi kan også gi økt GR

gjennom økt utvinningsgrad. Dette blir lik likningene (5.11) og (5.12), men med positivt fortegn. Vi ser at teknologisk utvikling gir økt produksjon og investering i kapasitet. Det siste elementet vi ser på er billigere investering i kapasitet (ckap) som følge av teknologisk utvikling. Økningen i produksjon ved en marginal reduksjon i ckap følger (5.10) og de deriverte er gitt ved

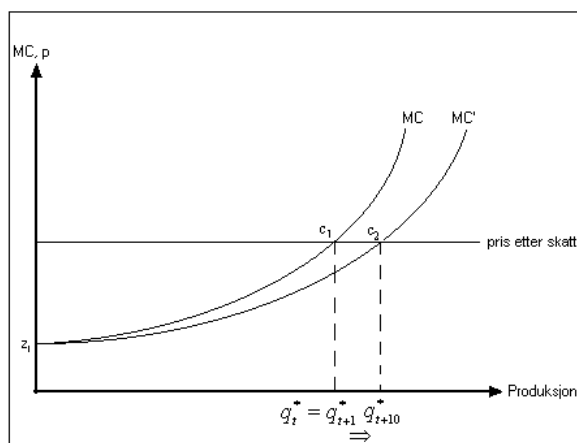
$$(5.19) \quad -\frac{\partial \omega_t}{\partial x_t} KAP_t = 0$$

$$(5.20) \quad -\frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial c_{kap}} \omega_t = \frac{\omega_t}{b_2 - 1} \cdot \left( \frac{z_{2,t} \cdot GR_t}{b_2 \cdot c_{kap}^{b_2}} \right)^{\frac{1}{b_2 - 1}} > 0$$

Reduserte drift og investeringskostnader kan illustreres i følgende figurer:



**Figur 5.10:** Reduserte driftskostnader

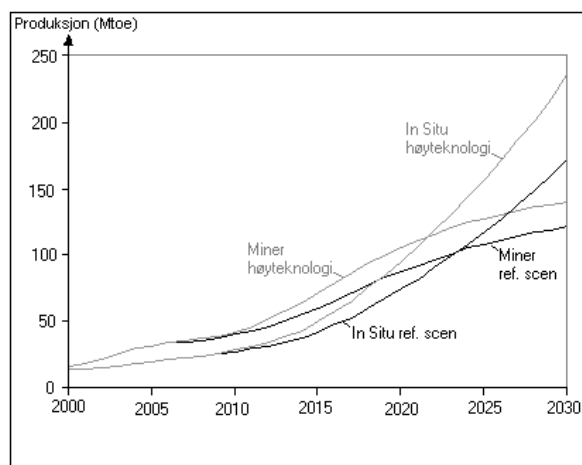


**Figur 5.11:** Reduserte investeringskostnader

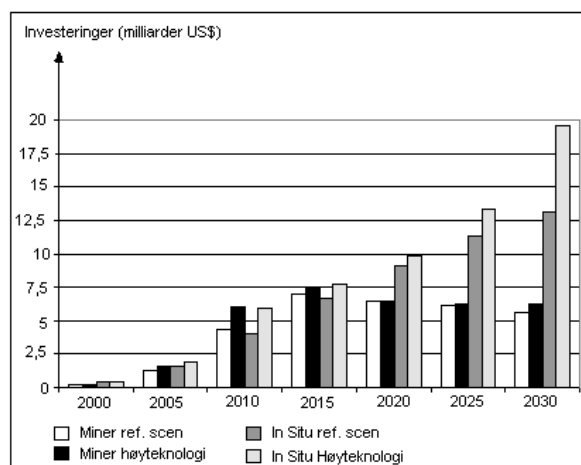
Skift i GR,  $x_1$  eller  $x_2$  er gitt i figur 5.10. Figur 5.11 gir redusert ckap. Vedvarende teknologisk utvikling vil føre til gjentatte skift lik de illustrert i figurene ovenfor. Resultatet impliserer at utvikling av ny teknologi motvirker de økte kostnadene fra redusert gjenværende reserve. I oljesandindustrien har denne effekten dominert og sørget for betydelige reduksjoner i utvinningskostnadene. Dette kan imidlertid ikke vare når reservene blir tilstrekkelig knappe.

## 5.5.2 FRISBEE resultater ved hurtig teknologisk utvikling

Vi økte årlig teknologisk utvikling ( $\tau_1$  og  $\tau_p$ ) fra en til tre prosent for oljesandindustrien i referansescenariet. Dette tilsvarer reduksjon i  $x_1$ ,  $x_2$  og ckap fra del 5.5.1. Indirekte kan også GR vokse gjennom billigere IOR-investeringer. Følgende figurer oppsummerer resultater for produksjon og investeringer:



Figur 5.12: Produksjon i referanse og høyteknologiscenariet.



Figur 5.13: Investeringer i referanse og høyteknologi scenariet.

Produksjonen i perioden 2000-2030 økte med 15,2 prosent for miner og hele 27,7 prosent for *in situ*, relativt til referansescenariet. Differansen mellom de to scenariene, med henhold til både produksjon og investeringer, styrkes over tid. Dette skyldes økt forskjell i drift og investeringskostnader. *In situ* gruppen øker mest, delvis fordi en større andel av produksjon og investeringer kommer på et senere tidspunkt i modellen.

Det synes som teknologisk utvikling spiller en viktig rolle i utviklingen av oljesandindustrien. Høye kostnader gjør selv små prosentvise besparelser store i absolutte tall. Ukjent fremtidig teknologisk utvikling og størrelsen på utslaget ved å sette tau lik 0,03 illustrerer usikkerheten i modellen, særlig på lengre sikt.

## 5.6 Oppsummering av resultater

Vi finner, ikke overraskende, at reduserte driftskostnader eller høyere oljepris gir økt produksjon. Produksjonsøkningen kommer fra to kilder. Først gir lavere driftskostnad eller høyere oljepris, sammen med stigende grensekostnad (MC), høyere produksjonsnivå for at optimeringsbetingelsen om likhet mellom grensekostnad og pris skal holde (5.8). For det andre bidrar reduserte driftskostnader eller økt oljepris til økt forventet gevinst ved kapasitetsinvesteringer. For gitte investeringskostnader, som vokser konvekst, vil likevekt kreve økte investeringer i kapasitet (5.6). Siden driftskostnadene avtar i kapasitet gir dette økt produksjon i senere perioder. Vi ser også at det tar tid å bygge opp kapasitet og ny likevekt oppnåes ikke umiddelbart. Ved reduserte investeringskostnader per enhet vokser kapasitetsinvesteringene for at (5.6) skal holde. Også dette gir økt produksjon på sikt. Størrelsen i skiftene avhenger negativt av hvor hurtig drift og investeringskostnadene vokser i

q og IKAP. Økte driftskostnader, investeringskostnader eller redusert oljepris har motsatt effekt.

Følgende tabeller oppsummerer noen resultater fra FRISBEE:

**Tabell 5.2:** FRISBEE resultater for produksjon hvert femte år i perioden 2000-2030 (Mtoe/år)

Scenariet \ år	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>20USD/fat</b>							
Miner	15,92	31,02	35,52	39,25	43,22	45,18	48,15
<i>In Situ</i>	12,69	18,03	23,55	29,47	32,83	35,01	39,12
Ukonvensjonell	28,61	49,05	59,07	68,72	76,05	80,19	87,27
<b>40USD/fat</b>							
Miner	15,92	31,38	39,37	59,8	87,32	108,32	120,86
<i>In Situ</i>	12,69	18,71	26,85	41,73	73,43	117,6	171,27
Ukonvensjonell	28,61	50,09	66,22	101,53	160,74 <sup>a</sup>	225,92	292,13
<b>60USD/fat</b>							
Miner	15,92	31,69	42,53	79,52	118,95	142,61	153,03
<i>In Situ</i>	12,69	19,21	28,71	52,66	106,3	182,73	281,17
Ukonvensjonell	28,61	50,9	71,24	132,18	225,25	325,34	434,2
<b>Klimakvoter</b>							
Miner	15,92	31,38	39,28	59,29	86,07	106,69	119,23
<i>In Situ</i>	12,69	18,7	26,76	41,5	72,21	114,85	166,36
Ukonvensjonell	28,61	50,08	66,04	100,79	158,28	221,54	285,59
<b>Høyteknologi</b>							
Miner	15,92	31,46	41,54	71,26	105,55	127,56	139,2
<i>In Situ</i>	12,69	18,92	28,04	49,69	95,39	156,7	235,09
Ukonvensjonell	28,61	50,38	69,58	120,95	200,94	284,26	374,29

<sup>a</sup> Avvik skyldes avrunding i tabellen.

**Tabell 5.3:** FRISBEE resultater for investeringer hvert femte år i perioden 2000-2030 (MUS\$/år)

Scenariet \ år	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>20USD/fat</b>							
Miner	242	1170	1167	1399	1451	1593	1717
<i>In Situ</i>	378	1397	692	672	726	831	1018
Ukonvensjonell	620	2567	1859	2071	2177	2424	2735
<b>40USD/fat</b>							
Miner	242	1289	4347	6937	6506	6122	5642
<i>In Situ</i>	378	1565	3979	6711	9090	11331	13106
Ukonvensjonell	620	2854	8326	13648	15596	17453	18748
<b>60USD/fat</b>							
Miner	242	1412	9434	11729	9729	9053	7995
<i>In Situ</i>	378	1737	9817	13185	18805	28348	33716
Ukonvensjonell	620	3149	19251	24914	28534	37401	41711
<b>Klimakvoter</b>							
Miner	242	1289	4216	6792	6394	6084	5652
<i>In Situ</i>	378	1565	3741	6447	8579	10806	12600
Ukonvensjonell	620	2854	7957	13239	14973	16890	18252
<b>Høyteknologi</b>							
Miner	242	1578	6042	7550	6485	6257	6241
<i>In Situ</i>	378	1924	5936	7694	9856	13323	19559
Ukonvensjonell	620	3502	11978	15244	16341	19490	25800

**Tabell 5.4:** Gjennomsnittlige drift og investeringskostnader i FRISBEE i perioden 2000-2030 (US\$/fat SCO)

Kostnad				
Scenariet	Driftskostnad	Udiskontert investeringskostnad	Diskontert investeringskostnad	Samlede diskonterte produksjonskostnader <sup>a</sup>
<b>20USD/fat</b>				
Miner	11,93	2,00	9,35	21,27
<i>In Situ</i>	15,35	1,43	6,59	21,93
Ukonvensjonell	13,37	1,76	8,19	21,55
<b>40USD/fat</b>				
Miner	14,54	3,28	15,29	29,83
<i>In Situ</i>	15,81	2,60	11,95	27,75
Ukonvensjonell	15,15	2,95	13,67	28,82
<b>60USD/fat</b>				
Miner	17,43	4,48	20,91	38,35
<i>In Situ</i>	16,75	3,60	16,51	33,26
Ukonvensjonell	17,08	4,02	18,63	35,71
<b>Klimakvoter</b>				
Miner	15,11	3,26	15,22	30,33
<i>In Situ</i>	16,56	2,56	11,74	28,30
Ukonvensjonell	15,81	2,92	13,54	29,35
<b>Høyteknologi</b>				
Miner	13,17	3,10	14,48	27,65
<i>In Situ</i>	11,81	2,22	10,17	21,98
Ukonvensjonell	12,48	2,65	12,28	24,76

<sup>a</sup> Investeringer gjort i perioden 2000-2030 gir økt kapasitet også etter 2030. Dette er følgelig et uttrykk for kostnadsnivået per enhet i scenariet, ikke per enhet produsert i perioden.

## 6 KONKLUSJONER

Teknologiske fremskritt på midten av 90-tallet åpnet for kommersiell utvinning av kanadisk ukonvensjonell olje i stor skala. Kostnadsnivået er fortsatt høyere enn for konvensjonell produksjon, men vi så i kapittel 2 at potensialet for ytterligere kostnadsreduksjoner er godt. Vi fant i kapittel 4 at industriens produksjonskostnader i dag ligger noe i overkant av 20US\$ per fat syntetisk råolje. Driftskostnadene varierer sterkt med gassprisen.

Resultater i kapittel 5 tilsier at produksjonsveksten i perioden 2000-2030 er robust. Størrelsesordenen viste seg imidlertid sensitiv overfor endringer i oljepris og teknologisk vekst. Årlig produksjon fra 2005 til 2030 økte med henholdsvis 78, 483 og 753 prosent ved en oljepris på 20, 40 og 60US\$ per fat i simuleringen. Veksten fra ukonvensjonell produksjon er i referanse og høyprisscenariet tilstrekkelig til at Canadas samlede oljeproduksjon øker betydelig fra 2005 til 2030, på tross av kraftig redusert konvensjonell produksjon. I referansescenariet steg oljesandindustriens andel av global oljeproduksjon fra 1,26 prosent i 2005 til hele 5,2 prosent i 2030. Hurtig teknologisk utvikling økte akkumulert produksjon i perioden 2000-2030 med 21 prosent relativt til referansescenariet, mens innføring av klimakvoter fra 2010 (10US\$/tonn) reduserte produksjonen i perioden 2010-2030 med 1,6 prosent. Analysen indikerer at oljesandindustrien vil kunne bære kostnadene ved innføring av klimakvoter, gitt rimelige olje og kvotepriser. Vi merker oss samsvaret mellom implikasjonene fra den teoretiske modellen og FRISBEE simulering, med henhold til både endringenes fortegn og størrelse.

Belastningene på Albertas natur som følge av ukonvensjonell oljeproduksjon er omfattende. Dette er, ved siden av høye drift og investeringskostnader, en av industriens største utfordringer i tiden som kommer. Fremtidige miljøkrav kan således resultere i at faktisk vekst blir noe lavere enn denne oppgavens framskrivning.

Oppgaven konkluderer med at enorme reserver og akseptable produksjonskostnader vil gjøre oljesandindustrien til en stadig viktigere faktor på det globale oljemarkedet i tiden fremover.

## Referanser

- Ahmed, Tarek og Paul D. McKinney (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier. ISBN: 0-7506-7733-3 (ib.)
- Aune, Finn Roar, Solveig Glomsrød, Lars Lindholt og Knut E. Rosendahl (2005): "Are high oil prices profitable for OPEC in the long run?" I: *Discussion Papers No. 416*, Statistics Norway.
- Barret, Scott (2006): *Climate Treaties and 'Breakthrough' Technologies*. Seminar. Oslo: Statistisk sentralbyrå, 19/1-2006.
- Berg, E. ,S. Kverndokk og K.E. Rosendahl (2002): "Oil exploration under Climate Treaties". I: *Journal of Environmental Economics and Management* **44** (3), s. 493-516.
- Berg, E. ,S. Kverndokk og K.E. Rosendahl (1997): "Market Power, International CO2 Taxation and Petroleum Wealth". I: *The Energy Journal* **18** (4), s. 33-71.
- Burniaux, J.M., J.P Martin, G. Nicoletti og J. Oliveira Martins (1992): "The Costs of Reducing CO2 Emissions: Evidence from GREEN". I: *Working paper no. 115*, Economics Department, OECD, Paris.
- CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) 2005a: *Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast 2005-2015* (2005). URL: <http://www.capp.ca/raw.asp?x=1&dt=NTV&e=PDF&dn=89357> (Lesedato: 29/12-2005).
- CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) 2005b: *Oil Sands Economic Impacts Across Canada-CERI Report*. URL: <http://www.capp.ca/raw.asp?x=1&dt=NTV&dn=92079> (Lesedato: 4/1-06)
- CERI (Canadian Energy Research Institute) 2004: *CERI Study No. 108: Oil Sands Supply outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada, 2013-2017*. Pressekonferanse. Calgary 3/3-2005. URL: <http://www.ceri.ca/Publications/OilSandsSupplyOutlookPresentation.pdf> (lesedato: 4/1-06)
- Dasgupta, P. S og G. M. Heal (1981): *Economic theory and exhaustible resources*. I serien: The Cambridge Economic Handbooks. Welwyn: James Nisbet. ISBN: 0-7202-0312-0 (Utgitt første gang i 1979)
- EIA (Energy Information Administration) 2003: *International Energy outlook 2003*. U.S. Department of Energy, DOE/EIA-0484 (2003). URL: [www.eia.doe.gov/oiaf/7ieo7/index.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/7ieo7/index.html).
- EUB (Energy Utilities Board) 2004: *"Statistical Series (ST) 2004-98: Alberta's reserves 2003 and supply/demand outlook 2004-2013"*. (2004). Alberta Energy and Utilities Board. ISBN: 1499-1179.
- Gately, D. J.F. Kyle og D. Fischer (1997): "Strategies for OPEC's Pricing Decision". I: *European Economic Review* **10**, s. 209-230.
- Griffiths, Mary og Dan Woynillowicz (2003): *Oil and Troubled Waters-Reducing the impact of the oil and gas industry on Alberta's water resources*. Pembina Institute for Appropriate Development.
- NEB (National Energy Board) 2004: *"Canada's Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015, An Energy Market Assessment"*. National Energy Board. Cat. No. NE23-116/2004E, ISBN: 0-662-36880-0.
- NEB (National Energy Board) 2000: *"Canada's Oil Sands:A Supply and Market Outlook to 2015, An Energy Market Assessment"* . National Energy Board (NEB). Cat. No. NE23-89/2000E, ISBN: 0-662-29467-X.
- OGJ (Oil and Gas Journal) 2002: "Worldwide Look at Reserves and Production." I: *Oil and Gas Journal*, 23/12-2002, s. 114-115.
- OSTR(2004):*Oil Sands Technology Roadmap: Unlocking the Potential*(2004). Alberta Chamber of Resources. URL: [http://www.acr-alberta.com/Project/Oil\\_Sands\\_Technology\\_Roadmap/OSTR\\_Report.pdf](http://www.acr-alberta.com/Project/Oil_Sands_Technology_Roadmap/OSTR_Report.pdf). (Lesedato: 7/09-2005).



- 
- Plessis, Duke Du og Alberta Energy Research Institute (AERI) (2004): *Alberta's Oil Sands resources, Production Growth, Products and Markets*. Presentasjon. Calgary 18/10-2004.  
URL: <http://www.altanet.or.jp/Oilsands/Oil%20Sands%20Resources%20/redcdon.pdf> (Lesedato: 5/7-2005)
- Salant, S.W. (1976): "Exhaustible Resources and Industrial Structure: a Nash\_Cournot Approach to the World Oil Market". I: *Journal of Political Economy* **84** (5), s. 1079-1093.
- TD Securities (2004): "*Overview of Canada's Oil Sands*". Presentasjon. Januar 2004.  
URL: <http://www.westernoilsands.com/pdf/TDReport.pdf>. (Lesedato: 14/07-2005).
- Taylor, Amy, Matthew Bramley og Mark Winfield (2005): "*Government Spending on Canada's Oil and Gas Industry, Undermining Canada's Kyoto Commitment*". Pembina Institute for Appropriate Development. ISBN: 0-921719-73-6.
- USGS (U.S. Geological Survey) 2000: *World Petroleum Assessment 2000*.  
URL: <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60> (Lesedato 29/12-2005).

**Internettisider:**

[www.bp.com](http://www.bp.com) British Petroleum

[www.capp.ca](http://www.capp.ca) Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP)

[www.energy.gov.ab.ca](http://www.energy.gov.ab.ca) Alberta Department of Energy

## APPENDIKS 1: NOTASJON

### Notasjon i FRISBEE

Notasjonen inneholder for enkelte variabler spesifikasjon mht tid (fotskrift  $t$ ), årgang (toppskrift eller fotskrift  $n$ ) og feltgruppe (fotskrift  $j$ ). Således refererer  $X_{t,j}^n$  til variabelen  $X$  av feltgruppe  $j$  for årgang  $n$  i periode  $t$ . Dette kommer i tillegg til listen over notasjon som følger.

ADDR:	Akkumulerte oppdagede reserver.
AS:	Akkumulert produksjon.
$C_{C,UR}$ :	Parameter som angir effekt av UR i marginalkostnadsfunksjonen.
$C_{C,S1}$ :	Parameter som angir effekt av $S_j$ i marginalkostnadsfunksjonen.
$C_{C,S2}$ :	Parameter som angir effekt av $S$ i marginalkostnadsfunksjonen.
$C_{IOR}$ :	Parameter brukt ved kalibrering av REC, IOR0 og IOREXP.
$C_C^R$ :	Udiskonterte kapitalkostnader per fat ved investering i nye felt.
$C_O^R$ :	Initial driftskostnad per fat.
$c_o^n(S_n)$ :	Grensekostnad, drift (funksjon av feltgruppens produksjon $S_n$ ).
CAP:	Produksjonskapasitet.
DRR0:	Ressurser som oppdages i modellens første periode (år 2000).
DDR:	Nye reserver oppdaget en periode.
GT:	Bruttoskatt.
IOR:	"Improved Oil Recovery" (øker utvinningsgraden).
IOR0:	Parameter som angir hvor hurtig enhetskostnadene til IOR øker på kort sikt.
IOREXP:	Parameter som angir hvor hurtig enhetskostnadene til IOR øker på lang sikt.
NT:	Nettoskatt.
$p_x$ :	Pris på $x$ , hvor $x$ er gass eller CO <sub>2</sub> E-utslipp (inngår kun i denne oppgaven).
PP:	Produsentpris på råolje før skatt.
$PP^e$ :	Forventet produsentpris på råolje før skatt.
$r$ :	Årlig realdiskonteringsrate.
R:	Gjenværende reserver i utbygde felt.
RDISK:	Forventet realdiskonteringsrate (inngår bare i denne oppgaven og kun for <i>in situ</i> feltgruppen).
REC <sub>i</sub> :	Utvinningsgrad for sett $i$ , $i = 1, 2, 3$ . Denne gir andel av ressursen som kan utvinnes.
RI:	Investeringer i kapasitet målt i reserver.
RISK:	Konstant som gjenspeiler usikkerheten knyttet til produksjon i en feltgruppe (risikopremie).
RR:	Ressurser i utviklede felt (inkludert akkumulert produksjon).
RRI:	Investeringer i fase 4 som øker andelen olje som kan utvinnes (IOR-investeringer).
$S$ :	Samlet produksjon en periode fra alle feltgruppene i en geografisk region.
$S_j$ :	Feltgruppe $j$ sin produksjon en periode.
$t_i$ :	Lengden på fase $i$ , $i=1, 2, 3, 4$ . Eksogent gitt for $i = 1, 2, 3$ .
$T$ :	Et felt sin forventede levetid.
$TC_C$ :	Totale kostnader ved investering i kapasitet.
$TC_{IOR}$ :	Totale kostnader ved investering i økt utvinningsgrad (IOR-investering).
UR:	Ikke utviklede, men oppdagede reserver.
$\alpha$ :	Konstant som angir årlig reduksjon i produksjonskapasitet i fase 4.
$\delta$ :	Parameter som påvirker hvor hurtig nye oppdagelser avtar fra en periode til den neste.
$\phi_i$ :	Parametere for kalibrering av grensekostnadsfunksjonen, $i=1, 2, 3$ .
$\gamma$ :	Bestemmer hvor hurtig drift og investeringskostnader øker ved redusert gjenværende reserve.
$\eta$ :	Angir andelen av feltets reservemengde som kan produseres hver periode ved full kapasitet.
$\kappa$ :	Minimumskapasitet for produksjon.
$\tau_1$ :	Parameter for eksogen teknologisk utvikling.
$\tau_\rho$ :	Parameter for teknologisk utvikling for produserende felt.

## Notasjon i den teoretiske modellen

I modellen refererer fotskrift t til variabelens eller det sammensatte uttrykket sin verdi i periode t. Toppskrift e refererer til forventning ( $X^e$  angir forventet X i senere perioder).

$a_1$ :	Gir klimautslipp som en funksjon av gassforbruk ( $a_1 > 0$ ).
$a_2$ :	Gir økt produksjonskostnad (C) ved redusert gjenværende reserve (GR) ( $a_2 > 0$ ).
$a_3$ :	Gir økt produksjonskostnad (C) ved økt produksjonsnivå (q) ( $a_3 > 0$ ).
$b_1$ :	Gir økt produksjonskostnad (C) ved økt produksjonsnivå (q) ( $b_1 > 2$ ).
$b_2$ :	Gir hvor hurtig investeringskostnadene (KOSTKAP) stiger i kapasitet (IKAP) ( $b_2 > 1$ ).
ckap:	Kostnad ved investering i kapasitet (konstant).
C:	Produksjonskostnad (endogen).
GEVKAP <sup>e</sup> :	Forventet gevinst ved å investere i kapasitet (endogen).
GR:	Gjenværende reserve (eksogen).
IKAP :	Produsentenes investering i kapasitet hver periode (endogen).
KAP:	Produksjonskapasitet (endogen).
KOSTKAP:	Kostnaden ved investering i kapasitet (endogen).
MC:	Marginal produksjonskostnad (endogen).
p:	Oljepris (eksogen).
$p_{gass}$ :	Gasspris (eksogen).
$p_{CO_2E}$ :	Pris på utslipp av CO <sub>2</sub> -ekvivalenter (eksogen).
q:	Produksjon (endogen).
r:	Realdiskonteringsraten.
$x_1$ :	Gjenspeiler utgifter til faktorer som arbeidskraft og elektrisitet i driftskostnadene (eksogen).
$x_2$ :	Gassforbruk (eksogen).
$z_{1,t}$ :	$\left[ x_{1,t} + (p_{gass} + a_1 p_{CO_2E}) x_2 + (a_2 / GR_t) \right]$
$z_{2,t}$ :	$(p_{t+1}^e (1 - \chi) - C_{t+1}^e) \cdot \sum_{j=1}^{10} (1 - r)^j$
$z_{3,t}$ :	$CKAP_t / GR_t$
$\chi$ :	Netto skatt og avgift per enhet (må ikke forveksles med nettoskatt i FRISBEE).
$\omega_t$ :	$\left( \frac{p_t (1 - \chi_t) - z_{1,t}}{a_3 (b_1 + 1)} \right)^{1/b_1}$

## APPENDIKS 2: FRISBEE UTREGNINGER

### Reservestørrelser og utvinningsgrad I FRISBEE

Tabell 4.2 gir følgende regnestykker for utvinningsgraden i sett 2 (REC<sub>2</sub> er illustrert i fig.3.2):

$$\begin{aligned}\text{Miner/oppgradering (M/U): } \text{REC}_2 &= 4811,25 / (17998 - 2885) = 0,3184, \\ \text{SAGD/oppgradering (S/U): } \text{REC}_2 &= (27694,5 / (240902 - 7989,5)) = 0,1189\end{aligned}$$

Videre finner vi fra samme tabell, etter omregning til Mtoe (7,33 10<sup>6</sup> fat SCO), følgende:

**Tabell A1.1:** Faktiske reserver i 2003 (Mtoe)

Feltgruppe	ADDR/UR 2003 <sup>a</sup>	RR 2003	R 2003	AS 2003
M/U	3 649,7 (4811) <sup>b</sup>	2 188,5 (2 885) <sup>b</sup>	971 (1 280) <sup>b</sup>	349,7 (461) <sup>b</sup>
S/U	21 008,4 (27 695) <sup>b</sup>	6 060,6 (7 990) <sup>b</sup>	334,5 (441) <sup>b</sup>	155,9 (206) <sup>b</sup>

<sup>a</sup> Miner: (5129-1280)\*1,25=4811,25, *In situ*: (22596,5-440,9)\*1,25=27694,5

<sup>b</sup> Ekvivalent i millioner kubikkmeter bitumen

For å finne tallene for 2000 må produksjon perioden 2000-2002 flyttes fra AS til R. Denne var hhv 55,27 og 39,71 Mtoe for M/U og S/U ([www.capp.ca](http://www.capp.ca)). Vi finner følgende:

**Tabell A1.2:** Faktiske reserver i 2000 (Mtoe)

	AS	R	Gjenværende reserve i sett 2
M/U	294,43	1026,27	2 975,03 <sup>a</sup>
S/U	116,19	374,21	16 846,41 <sup>b</sup>

<sup>a</sup> (5129-1280)\*0,884\*(6,29/7,33)+55,27=2 975,03, tall fra tabell 4.2

<sup>b</sup> (22596,5-440,9)\*0,884\*(6,29/7,33)+39,71=16 846,41, tall fra tabell 4.2.

Videre måtte R justeres noe opp og fordeles mellom årgangene 0-15 (investeringsbeslutning i 1984-1999), for å gjøre modellens produksjon lik realisert produksjon i 2000. Hensyn ble også tatt til realisert produksjon i perioden 2000-2004. Denne oppgaven oppgir kun samlet R i 2000. Vi fant at denne måtte være hhv 1152,4 og 600 Mtoe for miner og *in situ*. Behovet for økt R, relativt til faktiske tall i tabell A1.1, skyldes hovedsakelig to faktorer:

- Den forlengede produksjonsprofilen (fase 4).
- Feltgruppene 13-15 har investert i R, men ikke startet produksjon i 2000. Disse feltgruppene er store for å åpne for realisert produksjonsøkning til 2004. R i feltgruppene 0-12 (som produserer i 2000) er hhv 691,4 og 429,9 Mtoe for miner og *in situ* i 2000.

For å øke R overfører vi ressurser nok fra sett 1 til at R gir rett produksjon i 2000 og 2004, gitt REC<sub>2</sub>. Vi flytter en reserve på hhv 126,18 og 225,77 Mtoe fra sett 2 til R for miner og *in situ*. Dette tilsvarer en ressurs på hhv 396,13 og 1898,78 Mtoe. Deretter oppdaterer vi ADDR og RR. Resultatene er gitt i tabell 4.4. REC<sub>1</sub> finnes til sist ved formelen  $\text{REC}_1 = (\text{AS} + \text{R}) / \text{RR}$ . Dette gir følgende:

$$\begin{aligned}\text{Miner: } & (294,43 + 1152,4) / 2584,63 = 0,5598 \\ \text{In Situ: } & (116,19 + 599,97) / 7959 = 0,09\end{aligned}$$

### Utregninger til parametere og kostnader i FRISBEE

**Alpha:** M/U:

$$\frac{1}{39} \sum_{i=1}^{39} 0,975 = 0,975 \Leftrightarrow 0,975 = \frac{1}{39} \sum_{i=1}^{10} 0,975 + \frac{1}{39} \sum_{i=11}^{\infty} 0,975 e^{-\alpha(i-10)} = \frac{10}{39} 0,975 + \frac{1}{39} \frac{0,975}{\alpha} \Leftrightarrow \alpha = \frac{1}{29}$$

S/U:

$$\frac{1}{36} \sum_{i=1}^{45} 0,9565 = 0,9565 \Leftrightarrow 0,9565 = \frac{1}{36} \sum_{i=1}^{10} 0,9565 + \frac{1}{36} \sum_{i=11}^{\infty} 0,9565 e^{-\alpha(i-10)} = \frac{10}{36} 0,9565 + \frac{1}{36} \frac{0,9565}{\alpha} \Leftrightarrow \alpha = \frac{1}{26}$$

**C<sub>IOR</sub>:** M/U:  $0,5 \cdot (11,3143 + 1,8750 + 2 \cdot 0,5) = 7,0947$   
 S/U:  $0,5 \cdot (13,7857 + 1,3236 + 2 \cdot 6,25) = 8,1797$

**DRR0:** FRISBEE måler reserver i Mtoe. Tallene som følger kommer fra tabell 4.2. Videre tilnærmes summen  $\sum_{t=0}^{t=29} e^{-0,04t}$  med  $1/0,04=25$  for samtlige feltgrupper. Vi finner følgende:

M/U:  $0,5 \cdot (22000 - 17998) \cdot (6,29 / 7,33) \cdot 0,884 = DRR_0 \cdot 40 \cdot 25 \Leftrightarrow DRR_0 = 1,52$

S/U:  $0,5 \cdot (378000 - 240902) \cdot (6,29 / 7,33) \cdot 0,884 = DRR_0 \cdot 40 \cdot 25 \Leftrightarrow DRR_0 = 52$

**Fi<sub>1</sub>:** M/U:  $100 - 11,3142 = 88,6857$   
 S/U:  $100 - 13,7857 = 86,2143$

**Fi<sub>2</sub>:** M/U:  $\phi_2 = \frac{\ln[(28 - 11,3142)/88,6857]}{\ln(0,99)} \Leftrightarrow \phi_2 = 166,218$   
 S/U:  $\phi_2 = \frac{\ln[(28 - 13,7857)/86,2143]}{\ln(0,99)} \Leftrightarrow \phi_2 = 179,356$

**Gamma:** M/U:  $50 = 20,0665 \left[ 1 - \gamma \ln \left( \frac{3523,57 - 2975,03}{3523,57} \right) \right] \Leftrightarrow \gamma = 0,802$   
 S/U:  $50 = 19,9643 \left[ 1 - \gamma \ln \left( \frac{20782,64 - 16846,41}{20782,64} \right) \right] \Leftrightarrow \gamma = 0,9042$

Merk at gjenværende reserve I sett 2 fra tabell A1.2 inngår i regnestykkene.

**Inv.kost.:** M/U:  $(5,475 \cdot 10^9) / (292 \cdot 10^7) = 1,875$  (per fat SCO)  
 S/U for utvinning starter:  $(232,5 \cdot 10^6) / (15111 \cdot 10^5) = 0,1539$  (per fat bitumen)  
 S/U etter produksjonsstart:  $(1425 \cdot 10^6) / (15111 \cdot 10^5) - 0,1539$   
 $= 0,9430 - 0,1539 = 0,7891$  (per fat bitumen)

**IOREXP:** M/U:  $REC_{1,j}^0 = 0,5 \cdot (0,5598 + 0,3184) = 0,4391$   
 $50 = 7,0947 \left[ \frac{0,5 / (1 - 0,5)}{0,4391 / (1 - 0,4391)} \right]^{IOREXP} \Leftrightarrow IOREXP = 7,97$   
 S/U:  $50 = 8,1797 \left[ \frac{0,1032 / (1 - 0,1032)}{0,09 / (1 - 0,09)} \right]^{IOREXP} \Leftrightarrow IOREXP = 11,9$

**Land:** M/U:  $\frac{471380000}{1741000000 \cdot 0,884} = 0,3063$

**T:** M/U:  $2 + 10 \cdot (\ln 0,2 / (1/29)) = 58,6737$   
 S/U:  $3 + 10 \cdot (\ln 0,2 / (1/26)) = 54,8554$

**Vannforbruk:** M/U:  $\frac{(37 + 42 - 30) \cdot 6,29 \cdot 1000000}{(239000 + 145000) \cdot 365 \cdot 0,884} = 2,4875$   
 S/U:  $(2,5 + 4) / (2 \cdot 0,884) = 3,6765$

### **APPENDIKS 3: UTVALGTE FRISBEE RESULTATER**

Følgende tabeller oppsummerer de mest sentrale resultatene fra FRISBEE med henhold til oppgavens problemstilling. I tabellene refererer M/O, S/O, ukonv og CAN til henholdsvis miner/oppgradering, SAGD/oppgradering, ukonvensjonell (M/O+S/O) og Canada (konvensjonell+ukonvensjonell).

Oljeprisen i Canada var henholdsvis 218, 183,5, 184, 206,3 og 264,4US\$/toe i perioden 2000-2004 i alle scenariene. Deretter beveget den seg lineært mot henholdsvis 193,6, 317,8 og 465,6US\$/toe i 20, 40 og 60 US\$/fat scenariene. Disse prisene ble nådd i 2008 og var deretter konstante til 2030.

Tabell A3.1: FRISBEE resultater i lavprisscenariet

År	Produksjon (Mtoe)			ukonv	konv	CAN	ukonv/CAN	Investeringer (MUS\$)		Investeringer (Mtoe)		Driftskostnad (USD/toe)		Gasspris (USD/toe)	
	M/O	S/O	ukonv					M/O	S/O	M/O	S/O	M/O	S/O		
2000	15,92	12,69	28,61	98,11	126,72	0,22577336	242,212	377,976	23,392	39,758	1029,548	988,493	1029,548	988,493	155,26
2001	18,37	13,36	31,73	108,32	140,05	0,22656194	314,108	663,654	29,321	63,336	1190,466	1062,242	1190,466	1062,242	119,81
2002	21,34	14,66	36	118,57	154,57	0,23290419	364,99	739,178	33,834	69,516	1401,124	1198,053	1401,124	1198,053	130,84
2003	25,06	15,94	41	125,49	166,49	0,24626104	468,613	850,823	41,878	77,202	1727,085	1407,125	1727,085	1407,125	242,26
2004	29,31	17,7	47,01	129,61	176,62	0,26616465	855,607	1246,542	64,601	100,865	2243,449	1826,138	2243,449	1826,138	372,85
2005	31,02	18,03	49,05	131,34	180,39	0,27191086	1169,915	1396,817	80,174	107,486	2569,355	2108,972	2569,355	2108,972	468,63
2006	32,89	18,43	51,32	130,29	181,61	0,28258356	1196,089	1213,82	82,681	96,738	2909,508	2393,187	2909,508	2393,187	476,87
2007	33,05	19,03	52,08	126,51	178,59	0,29161767	1244,062	1101,281	85,834	89,696	3103,042	2709,556	3103,042	2709,556	412,77
2008	33,42	19,83	53,25	120,75	174	0,30603448	1224,583	945,478	85,972	80,151	3255,994	2991,588	3255,994	2991,588	339,55
2009	34,38	21,75	56,13	113,37	169,5	0,33115044	1277,018	882,338	90,048	77,283	3393,797	3322,3	3393,797	3322,3	286,45
2010	35,52	23,55	59,07	104,6	163,67	0,36090915	1166,787	692,313	86,051	65,382	3436,706	3459,802	3436,706	3459,802	254,93
2011	36,85	25,19	62,04	94,6	156,64	0,39606742	1119,26	615,279	84,735	61,327	3415,113	3429,133	3415,113	3429,133	248,07
2012	38,13	26,72	64,85	84,34	149,19	0,43468061	1121,031	598,068	85,635	61,919	3379,61	3343,018	3379,61	3343,018	253,04
2013	38,74	27,85	66,59	74,46	141,05	0,47210209	1194,635	610,207	90,194	64,172	3351,595	3272,881	3351,595	3272,881	260,53
2014	39,09	28,77	67,86	65,32	133,18	0,50953597	1311,674	656,266	96,152	68,35	3368,145	3265,391	3368,145	3265,391	265,44
2015	39,25	29,47	68,72	57,13	125,85	0,54604688	1398,683	672,294	99,447	69,852	3413,183	3299,721	3413,183	3299,721	266,57
2016	39,32	30,2	69,52	49,88	119,4	0,58224456	1466,701	678,441	101,136	70,494	3475,642	3371,987	3475,642	3371,987	257,98
2017	40,63	30,96	71,59	43,51	115,1	0,62198089	1436,339	683,95	97,116	71,318	3589,825	3445,691	3589,825	3445,691	256,48
2018	41,65	31,61	73,26	37,96	111,22	0,65869448	1432,045	693,84	95,581	72,329	3676,243	3500,826	3676,243	3500,826	256,69
2019	42,5	32,24	74,74	33,15	107,89	0,69274261	1437,112	708,025	94,909	73,628	3744,388	3544,789	3744,388	3544,789	258,99
2020	43,22	32,83	76,05	28,98	105,03	0,72407883	1451,129	725,717	94,956	75,124	3800,479	3580,648	3800,479	3580,648	261,04
2021	43,69	33,21	76,9	25,4	102,3	0,75171065	1478,305	745,67	95,829	76,525	3844,357	3598,441	3844,357	3598,441	262,26
2022	44,03	33,51	77,54	22,33	99,87	0,77640933	1509,167	762,484	96,888	77,59	3888,042	3621,739	3888,042	3621,739	263,43
2023	44,37	33,9	78,27	19,71	97,98	0,7988365	1537,81	781,046	97,857	78,847	3932,296	3656,108	3932,296	3656,108	264,58
2024	44,72	34,36	79,08	17,49	96,57	0,81888785	1565,614	802,838	98,857	80,373	3976,727	3697,841	3976,727	3697,841	265,46
2025	45,18	35,01	80,19	15,58	95,77	0,83731658	1592,622	831,372	99,934	82,564	4026,068	3752,475	4026,068	3752,475	261,01
2026	45,63	35,66	81,29	13,96	95,25	0,85343832	1619,54	862,422	101,099	84,985	4067,733	3798,322	4067,733	3798,322	259,69
2027	46,19	36,47	82,66	12,57	95,23	0,86800378	1643,14	896,224	102,195	87,846	4112,762	3852,827	4112,762	3852,827	256,77
2028	46,82	37,35	84,17	11,38	95,55	0,88090005	1666,673	933,591	103,41	91,089	4157,395	3906,089	4157,395	3906,089	252,81
2029	47,47	38,23	85,7	10,38	96,08	0,89196503	1691,028	974,078	104,755	94,639	4199,251	3951,817	4199,251	3951,817	248,24
2030	48,15	39,12	87,27	9,5	96,77	0,90182908	1716,578	1017,559	106,225	98,463	4237,111	3988,54	4237,111	3988,54	243,55
Sum	1165,91	847,63	2013,54	2034,59	4048,13	17,0593448	38913,07	25359,591	2650,696	2408,847	101916,039	95345,74	101916,039	95345,74	8422,85
Gjennomsnitt	37,61	27,3429032	64,9529032	65,6319355	130,584839	0,55030145	1255,26032	818,051323	85,5063226	77,7047419	3287,61416	3075,66903	3287,61416	3075,66903	271,704839

Tabell A3.2: FRISBEE resultater i referansescenariet

År	Produksjon (Mtoe)			konv	CAN	ukonv/CAN	Investeringer (MUS\$)			Investeringer (Mtoe)			Driftskostnad (USD/toe)			Gasspris (USD/toe)
	M/O	S/O	ukonv				M/O	S/O	M/O	S/O	M/O	S/O				
2000	15,92	12,69	28,61	98,11	126,72	0,22577336			242,212	377,976	23,392	39,758	1029,548	988,493	155,26	
2001	18,37	13,36	31,73	108,32	140,05	0,22656194			314,108	663,654	29,321	63,336	1190,466	1062,242	119,81	
2002	21,34	14,66	36	118,57	154,57	0,23290419			364,99	739,178	33,834	69,516	1401,124	1198,053	130,84	
2003	25,06	15,94	41	125,49	166,49	0,24626104			468,613	850,823	41,878	77,202	1727,085	1407,125	242,26	
2004	29,31	17,7	47,01	129,61	176,62	0,26616465			855,607	1246,542	64,601	100,865	2243,449	1826,138	372,85	
2005	31,38	18,71	50,09	132	182,09	0,27508375			1288,605	1564,71	85,923	116,975	2650,299	2236,175	469,58	
2006	33,74	20,12	53,86	132,39	186,25	0,28918121			1569,168	1694,184	100,285	124,036	3098,762	2718,58	478,97	
2007	34,5	21,59	56,09	130,86	186,95	0,30002675			2049,016	2067,355	121,657	142,468	3432,243	3253,671	415,24	
2008	35,69	23,23	58,92	128,23	187,15	0,31482768			2727,911	2644,339	149,244	168,905	3770,936	3769,789	342,72	
2009	37,21	24,94	62,15	124,29	186,44	0,33335121			3570,686	3357,581	181,572	198,998	4032,623	4105,191	288	
2010	39,37	26,85	66,22	119,26	185,48	0,35701962			4347,216	3979,125	211,747	224,713	4261,723	4266,242	256,02	
2011	42,36	28,98	71,34	113,12	184,46	0,38675052			5139,773	4719,602	241,282	253,812	4494,142	4292,403	248,99	
2012	46,1	31,48	77,58	106,25	183,83	0,42202034			5839,634	5443,186	266,162	282,175	4794,348	4306,391	254,09	
2013	50,19	34,32	84,51	98,93	183,44	0,4606956			6439,487	5974,945	286,761	305,013	5228,27	4416,679	261,94	
2014	54,81	37,69	92,5	91,4	183,9	0,50299076			6773,595	6305,122	296,286	322,834	5798,214	4676,166	267,28	
2015	59,8	41,73	101,53	83,89	185,42	0,54756768			6937,338	6711,05	297,525	342,208	6457,544	5080,363	268,76	
2016	64,99	46,61	111,6	76,6	188,2	0,59298618			7012,175	7122,854	294,415	362,835	7166,238	5619,598	262	
2017	71,02	52,37	123,39	69,67	193,06	0,63912773			6809,848	7585,197	280,737	386,185	7799,359	6238,835	258,99	
2018	76,71	58,8	135,51	63,21	198,72	0,68191425			6690,017	8071,538	271,488	410,519	8386,21	6918,479	259,36	
2019	82,15	65,85	148	57,23	205,23	0,72114213			6592,631	8577,394	263,543	435,543	8938,735	7645,56	261,78	
2020	87,32	73,42	160,74	51,78	212,52	0,75635234			6506,273	9089,735	256,217	460,675	9466,905	8416,23	263,95	
2021	92,14	81,36	173,5	46,82	220,32	0,78749092			6437,19	9586,805	249,534	484,961	9981,936	9232,647	265,26	
2022	96,65	89,71	186,36	42,35	228,71	0,81483101			6367,887	10050,25	242,746	507,946	10495,112	10122,96	266,58	
2023	100,86	98,56	199,42	38,32	237,74	0,83881551			6287,553	10491,209	235,474	530,032	10996,153	11081,022	267,93	
2024	104,75	107,86	212,61	34,73	247,34	0,85958599			6203,953	10912,857	228,028	551,189	11480,156	12101,185	269	
2025	108,32	117,6	225,92	31,53	257,45	0,87752962			6121,804	11331,284	220,58	571,797	11945,492	13163,495	264,96	
2026	111,54	127,73	239,27	28,68	267,95	0,89296511			6038,885	11743,37	213,091	591,594	12377,711	14248,112	259,39	
2027	114,35	138,16	252,51	26,14	278,65	0,90619056			5947,013	12116,864	205,357	609,454	12762,684	15363,179	261,12	
2028	116,86	148,93	265,79	23,89	289,68	0,91752969			5850,138	12472,051	197,591	626,03	13122,703	16506,132	257	
2029	119,03	159,97	279	21,88	300,88	0,92727998			5749,105	12802,345	189,895	640,957	13439,915	17651,301	252,44	
2030	120,86	171,27	292,13	20,1	312,23	0,93562438			5642,333	13106,26	182,271	654,155	13711,89	18788,037	247,5	
Sum	2042,7	1922,19	3964,89	2473,65	6438,54	17,5365457			143184,764	203399,385	5962,437	10656,686	217681,975	222700,473	8489,87	
Gjennomsnitt	65,8935484	62,006129	127,899677	79,7951613	207,694839	0,56569502			4618,86335	6561,27048	192,336677	343,764065	7021,99919	7183,88623	273,866774	



Tabell A3.3: FRISBEE resultater i høyprisscenariet

År	Produksjon (Mtoe)			ukonv	konv	CAN	ukonv/CAN	Investeringer (MUS\$)			Investeringer (Mtoe)			Driftskostnad (USD/toe)			Gasspris (USD/toe)
	M/O	S/O	ukonv					M/O	S/O	M/O	S/O	M/O	S/O	M/O	S/O		
2000	15,92	12,69	28,61	98,11	126,72	0,22577336	242,212	377,976	23,392	39,758	1029,548	988,493	1029,548	988,493	155,26		
2001	18,37	13,36	31,73	108,32	140,05	0,22656194	314,108	663,654	29,321	63,336	1190,466	1062,242	1190,466	1062,242	119,81		
2002	21,34	14,66	36	118,57	154,57	0,23290419	364,99	739,178	33,834	69,516	1401,124	1198,053	1401,124	1198,053	130,84		
2003	25,06	15,94	41	125,49	166,49	0,24626104	468,613	850,823	41,878	77,202	1727,085	1407,125	1727,085	1407,125	242,26		
2004	29,31	17,7	47,01	129,61	176,62	0,26616465	855,607	1246,542	64,601	100,865	2243,449	1826,138	2243,449	1826,138	372,85		
2005	31,69	19,21	50,9	132,58	183,48	0,27741443	1411,76	1736,874	91,634	126,087	2729,663	2348,878	2729,663	2348,878	470,4		
2006	34,36	21,1	55,46	134,14	189,6	0,29251055	1988,067	2240,258	117,871	150,478	3280,568	2972,024	3280,568	2972,024	480,48		
2007	35,46	22,91	58,37	134,46	192,83	0,30270186	3048,691	3338,923	157,863	195,618	3746,561	3661,886	3746,561	3661,886	416,89		
2008	37,11	24,84	61,95	134,52	196,47	0,31531532	4779,299	5221,488	212,851	260,189	4269,778	4348,497	4269,778	4348,497	344,44		
2009	39,19	26,61	65,8	133,76	199,56	0,3297254	7109,02	7653,913	278,166	329,962	4689,449	4726,324	4689,449	4726,324	292,73		
2010	42,53	28,71	71,24	132,33	203,57	0,34995333	9433,872	9817,346	340,233	387,427	5189,103	4939,163	5189,103	4939,163	256,76		
2011	47,56	31,28	78,84	129,86	208,7	0,37776713	10770,49	10469,991	376,104	410,896	5829,487	5037,14	5829,487	5037,14	249,74		
2012	54,29	34,69	88,98	126,15	215,13	0,41361038	11616,438	11136,074	394,081	438,072	6674,407	5167,673	6674,407	5167,673	255,02		
2013	62,05	39,2	101,25	121,17	222,42	0,45521985	12058,582	11783,524	399,11	468,35	7763,354	5478,928	7763,354	5478,928	263,27		
2014	70,61	45,15	115,76	115,06	230,82	0,50151633	11979,153	12325,815	389,27	501,124	9024,401	6044,126	9024,401	6044,126	269,04		
2015	79,52	52,66	132,18	107,99	240,17	0,55036016	11728,581	13185,065	372,781	540,438	10354,638	6846,074	10354,638	6846,074	270,85		
2016	88,28	61,46	149,74	100,46	250,2	0,59848122	11445,142	14106,689	354,417	581,668	11697,384	7850,582	11697,384	7850,582	265,53		
2017	97,16	71,49	168,65	92,85	261,5	0,64493308	10820,866	15155,361	327,288	625,91	12774,604	8964,233	12774,604	8964,233	261,09		
2018	105,12	82,24	187,36	85,39	272,75	0,68692942	10381,17	16264,199	306,478	669,701	13727,718	10143,157	13727,718	10143,157	261,35		
2019	112,36	93,82	206,18	78,24	284,42	0,72491386	10024,408	17471,484	288,604	714,182	14586,321	11390,014	14586,321	11390,014	263,55		
2020	118,95	106,3	225,25	71,52	296,77	0,75900529	9728,59	18805,207	272,883	759,987	15373,727	12720,482	15373,727	12720,482	265,59		
2021	124,89	119,7	244,59	65,26	309,85	0,78938196	9500,696	20286,945	259,285	807,299	16122,501	14168,328	16122,501	14168,328	266,87		
2022	130,21	134,06	264,27	59,51	323,78	0,81620236	9326,457	21945,384	247,295	856,418	16852,298	15778,724	16852,298	15778,724	268,32		
2023	134,93	149,39	284,32	54,27	338,59	0,83971765	9190,37	23815,514	236,457	907,514	17561,348	17557,578	17561,348	17557,578	269,92		
2024	139,06	165,64	304,7	49,51	354,21	0,86022416	9099,045	25934,416	226,826	960,5	18254,707	19508,957	18254,707	19508,957	271,32		
2025	142,61	182,73	325,34	45,2	370,54	0,87801587	9053,226	28347,692	218,293	1015,181	18940,336	21624,765	18940,336	21624,765	269,48		
2026	145,58	200,59	346,17	41,35	387,52	0,89329583	9038,595	31115,564	210,457	1071,362	19603,128	23895,694	19603,128	23895,694	267,37		
2027	148,06	219,27	367,33	37,88	405,21	0,90651761	9030,963	34337,864	202,801	1129,305	20222,408	26300,681	20222,408	26300,681	263,98		
2028	150,12	238,92	389,04	34,77	423,81	0,91795852	8809,329	35596,077	191,046	1144,336	20762,631	28789,968	20762,631	28789,968	260,09		
2029	151,78	259,54	411,32	32	443,32	0,92781738	8412,637	34769,996	176,298	1117,126	21222,851	31359,893	21222,851	31359,893	255,78		
2030	153,03	281,17	434,2	29,53	463,73	0,9363207	7995,338	33716,13	161,875	1082,314	21599,84	34007,71	21599,84	34007,71	250,81		
Sum	2586,51	2787,03	5373,54	2859,86	8233,4	17,5434748	230026,315	464455,946	7003,293	17602,121	330444,883	342113,53	330444,883	342113,53	8551,69		
Gjennomsnitt	83,4358065	89,9041935	173,34	92,2535484	265,593548	0,56591854	7420,20371	14982,4499	225,912677	567,810355	10659,5124	11035,9203	10659,5124	11035,9203	275,860968		

Tabell A3.4: FRISBEE resultater i kvotescenariet

År	Produksjon (Mtoe)			konv	CAN	ukonv/CAN	Investeringer (MUS\$)		Investeringer (Mtoe)		Driftskostnad (USD/toe)		Gasspris (USD/toe)
	M/O	S/O	ukonv				M/O	S/O	M/O	S/O	M/O	S/O	
2000	15,92	12,69	28,61	98,11	126,72	0,22577336	242,212	377,976	23,392	39,758	1029,548	988,493	155,26
2001	18,37	13,36	31,73	108,32	140,05	0,22658194	314,105	663,644	29,321	63,335	1190,472	1062,247	119,83
2002	21,34	14,66	36	118,57	154,57	0,23290419	364,999	739,209	33,835	69,518	1401,112	1198,05	130,76
2003	25,05	15,94	40,99	125,5	166,49	0,24620097	468,623	850,851	41,879	77,203	1727,052	1407,08	242,25
2004	29,31	17,69	47	129,62	176,62	0,26610803	855,603	1246,522	64,601	100,864	2243,44	1826,099	372,92
2005	31,38	18,7	50,08	132,01	182,09	0,27502883	1288,671	1564,916	85,926	116,987	2650,213	2236,183	469,34
2006	33,74	20,12	53,86	132,4	186,26	0,28916568	1569,599	1695,476	100,305	124,11	3098,131	2718,477	477,79
2007	34,51	21,6	56,11	130,84	186,95	0,30013373	2049,561	2068,832	121,68	142,538	3431,109	3252,275	414,94
2008	35,69	23,23	58,92	128,23	187,15	0,31482768	2728,381	2645,494	149,261	168,95	3789,839	3768,025	343,01
2009	37,21	24,94	62,15	124,29	186,44	0,33335121	3571,252	3359,008	181,593	199,051	4031,628	4103,659	287,98
2010	39,28	26,76	66,04	119,25	185,29	0,35641427	4215,53	3741,206	207,403	216,1	4510,28	4455,744	246,58
2011	42,25	28,9	71,15	113,13	184,28	0,38609724	4994,363	4476,371	236,433	245,681	4745,199	4484,735	236,69
2012	45,94	31,41	77,35	106,25	183,6	0,4212963	5684,606	5199,664	260,956	274,501	5045,513	4500,339	241,02
2013	49,94	34,24	84,18	98,94	183,12	0,45969856	6281,54	5740,294	281,426	297,785	5472,642	4609,79	250,43
2014	54,46	37,6	92,06	91,4	183,46	0,50179876	6620,881	6057,184	291,139	315,49	6033,997	4870,644	259
2015	59,29	41,5	100,79	83,88	184,67	0,54578437	6792,023	6447,21	292,688	334,154	6682,228	5269,005	264,13
2016	64,31	46,25	110,56	76,6	187,16	0,59072451	6872,333	6821,991	289,87	353,484	7394,937	5830,574	260,47
2017	70,16	51,79	121,95	69,68	191,63	0,63638261	6675,597	7229,228	276,52	374,857	8050,438	6480,144	258,79
2018	75,7	58	133,7	63,21	196,91	0,6789904	6560,948	7657,098	267,572	397,21	8664,368	7205,075	260,53
2019	81,01	64,85	145,86	57,23	203,09	0,71820375	6470,444	8108,966	259,985	420,49	9246,442	7986,609	263
2020	86,07	72,21	158,28	51,78	210,06	0,753499	6393,801	8579,112	253,113	444,306	9801,295	8809,383	263,7
2021	90,81	79,93	170,74	46,82	217,56	0,784795	6337,316	9050,444	246,98	467,809	10334,441	9663,442	262,52
2022	95,23	88,03	183,26	42,35	225,61	0,81228669	6282,847	9504,52	240,809	490,487	10855,135	10569,935	261,13
2023	99,37	96,57	195,94	38,34	234,28	0,83634967	6218,419	9947,28	234,186	512,583	11355,114	11524,954	260,23
2024	103,19	105,52	208,71	34,74	243,45	0,85730129	6151,071	10380,012	227,387	534,007	11829,287	12520,644	259,92
2025	106,69	114,85	221,54	31,53	253,07	0,87540997	6084,112	10806,631	220,537	554,78	12278,088	13548,724	257,37
2026	109,83	124,5	234,33	28,68	263,01	0,89095472	6014,45	11214,677	213,562	574,389	12695,463	14608,935	255,4
2027	112,67	134,55	247,22	26,15	273,37	0,9043421	5931,592	11603,151	206,206	592,866	13081,621	15704,694	252,79
2028	115,21	144,92	260,13	23,87	284	0,9159507	5844,454	11969,92	198,835	609,971	13436,932	16826,87	247,85
2029	117,37	155,5	272,87	21,87	294,74	0,92579901	5751,534	12298,448	191,45	625,05	13748,656	17967,767	246,2
2030	119,23	166,36	285,59	20,11	305,7	0,93421655	5652,192	12599,851	184,09	638,491	14025,716	19122,299	242,21
Sum	2020,53	1887,17	3907,7	2473,7	6381,4	17,4963511	141283,059	194645,186	5912,94	10376,805	223860,336	229120,894	8364,04
Gjennomsnitt	65,1783871	60,8764516	126,054839	79,7967742	205,851613	0,56439842	4557,51803	6278,87697	190,74	334,735645	7221,30116	7390,99658	269,807742

Tabell A3.5: FRISBEE resultater i høytteknologiscenariet

År	Produksjon (Mtoe)			konv	CAN	ukonv/CAN	Investeringer (MUS\$)		Investeringer (Mtoe)		Driftskostnad (USD/toe)		Gasspris (USD/toe)
	M/O	S/O	ukonv				M/O	S/O	M/O	S/O			
2000	15,92	12,69	28,61	98,11	126,72	0,22577336	242,212	377,976	23,392	39,758	1029,548	988,493	155,26
2001	18,37	13,37	31,74	108,32	140,06	0,22661716	333,332	691,833	31,08	65,989	1185,457	1054,427	119,6
2002	21,35	14,68	36,03	118,57	154,6	0,23305304	409,397	802,646	37,854	75,423	1388,561	1180,804	128,64
2003	25,07	16,01	41,08	125,49	166,57	0,24662304	549,883	962,502	48,927	87,212	1702,129	1377,585	241,75
2004	29,34	17,82	47,16	129,62	176,78	0,26677226	1047,319	1466,045	77,828	117,848	2193,785	1773,883	370,82
2005	31,46	18,92	50,38	132,01	182,39	0,27622128	1577,925	1923,769	105,234	142,099	2568,587	2149,538	470,16
2006	33,91	20,42	54,33	132,39	186,72	0,29097044	1979,21	2196,014	126,704	157,938	2978,385	2582,86	479,11
2007	34,83	21,94	56,77	130,85	187,62	0,30257968	2654,295	2798,455	157,521	187,851	3279,984	3048,077	416,25
2008	36,34	23,7	60,04	128,23	188,27	0,3189037	3627,19	3712,401	197,832	229,048	3605,109	3495,831	343,35
2009	38,43	25,69	64,12	124,29	188,41	0,34032164	4865,412	4862,28	246,515	276,725	3890,607	3787,657	287,91
2010	41,54	28,04	69,58	119,26	188,84	0,36846007	6042,34	5936,419	293,655	320,994	4197,072	3943,331	256,04
2011	45,9	30,86	76,76	113,12	189,88	0,40425532	7203,535	7229,369	338,045	372,047	4555,648	3999,822	248,81
2012	51,39	34,32	85,71	106,25	191,96	0,44649927	7530,607	7340,577	354,28	389,693	5013,297	4063,13	253,96
2013	57,52	38,45	95,97	98,92	194,89	0,49243163	7721,643	7424,963	361,715	408,336	5618,312	4225,444	261,86
2014	64,24	43,52	107,76	91,41	199,17	0,54104534	7686,249	7490,228	357,142	429,119	6341,278	4536,433	267,16
2015	71,26	49,69	120,95	83,89	204,84	0,59046085	7549,594	7694,446	346,066	454,872	7121,385	4988,733	268,53
2016	78,4	57,21	135,61	76,56	212,17	0,63915728	7398,312	8000,095	333,258	485,477	7921,619	5572,444	281,06
2017	86,06	65,7	151,76	69,6	221,36	0,68558005	7028,33	8396,894	312,012	520,387	8592,993	6201,637	258,46
2018	93,16	75,09	168,25	63,1	231,35	0,72725308	6793,804	8845,363	297,23	557,562	9196,432	6875,191	258,58
2019	99,63	84,97	184,6	57,1	241,7	0,76375672	6618,78	9329,591	285,073	595,573	9735,435	7553,513	260,76
2020	105,55	95,39	200,94	51,6	252,54	0,79567593	6485,259	9855,568	274,618	634,734	10228,144	8244,605	262,73
2021	110,89	106,3	217,19	46,62	263,81	0,82328191	6398,984	10422,852	265,884	674,879	10696,488	8969,566	263,9
2022	115,72	117,83	233,55	42,12	275,67	0,84720862	6342,01	11040,77	258,107	716,409	11154,005	9757,227	265,14
2023	120,11	130,08	250,19	38,09	288,28	0,86787151	6297,521	11724,506	250,699	759,847	11590,767	10597,056	266,43
2024	124,06	143,05	267,11	34,48	301,59	0,8856726	6269,329	12481,375	243,806	805,062	12008,054	11491,151	267,47
2025	127,56	156,7	284,26	31,27	315,53	0,9008969	6257,111	13322,81	237,385	851,978	12408,324	12428,773	263,9
2026	130,6	170,97	301,57	28,42	329,99	0,91387618	6256,24	14257,097	231,275	900,176	12782,157	13410,277	262,83
2027	133,25	185,9	319,15	25,89	345,04	0,92496522	6257,996	15309,63	225,227	949,902	13131,513	14431,786	259,22
2028	135,5	201,45	336,95	23,65	360,6	0,93441486	6263,798	16504,875	219,336	1000,915	13452,043	15491,487	255,23
2029	137,48	217,84	355,32	21,66	376,98	0,94254337	6254,843	17900,513	213,102	1054,111	13728,736	16562,639	250,6
2030	139,2	235,09	374,29	19,9	394,19	0,94951673	6241,377	19558,876	206,915	1109,489	13962,106	17644,183	245,8
Sum	2354,04	2453,69	4807,73	2470,79	7278,52	18,1726591	158183,837	249860,738	6957,717	15371,453	227257,96	212427,583	8471,32
Gjennomsnitt	75,9367742	79,1512903	155,088065	79,7029032	234,790968	0,58621481	5102,70442	8060,02381	224,442484	495,853323	7330,9194	6852,50268	273,268387

## APPENDIKS 4: UTVALGTE UTREGNINGER I DEN TEORETISKE MODELLEN

**Maksimering av V (i likning 5.5) mht investering i kapasitet (IKAP):**

$$\begin{aligned}
 Maks_{IKAP} V_t &= Maks_{IKAP} \left\{ z_{2,t} \cdot IKAP_t - (ckap_t / GR_t) \cdot IKAP_t^{b_2} \right\} \\
 fob: \frac{\partial V_t}{\partial IKAP_t} &= z_{2,t} - b_2 \cdot (ckap_t / GR_t) \cdot IKAP_t^{b_2-1} = 0 \\
 \Leftrightarrow IKAP_t^* &= \left( \frac{GR_t \cdot z_{2,t}}{b_2 \cdot ckap} \right)^{\frac{1}{b_2-1}} \\
 aob: \frac{\partial^2 V_t}{\partial IKAP_t^2} &= -b_2(b_2-1) \cdot (ckap_t / GR_t) \cdot IKAP_t^{b_2-2} < 0
 \end{aligned}$$

hvor fob og aob refererer til henholdsvis første og annenordensbetingelsen.

**Maksimering av profitt ( $\pi$  i likning 5.7) mht produksjon ( $q$ ):**

$$\begin{aligned}
 Maks_{q_t} \pi_t &= Maks_{q_t} \left\{ \left( p_t(1-\chi) - z_{1,t} - a_3 \left( \frac{q_t}{KAP_t} \right)^{b_1} \right) \cdot q_t \right\} \\
 fob: \frac{\partial \pi_t}{\partial q_t} &= p_t(1-\chi) - z_{1,t} - \frac{a_3(b_1+1)}{KAP_t^{b_1}} \cdot q_t^{b_1} = 0 \\
 \Leftrightarrow q_t^* &= KAP_t \cdot \left( \frac{p_t(1-\chi) - z_{1,t}}{a_3(b_1+1)} \right)^{\frac{1}{b_1}} \\
 aob: \frac{\partial^2 \pi_t}{\partial q_t^2} &= -\frac{a_3 b_1(b_1+1)}{KAP_t^{b_1}} \cdot q_t^{b_1-1} < 0
 \end{aligned}$$

hvor fob og aob refererer til henholdsvis første og annenordensbetingelsen.

**Løsning for  $q^*$  på redusert form (likning (5.9)):**

$$q_t^* = KAP_t \cdot \left( \frac{p_t(1-\chi_t) - z_{1,t}}{a_3(b_1+1)} \right)^{\frac{1}{b_1}} = \left( \frac{p_t(1-\chi_t) - z_{1,t}}{a_3(b_1+1)} \right)^{\frac{1}{b_1-1}} \cdot \sum_{i=1}^{10} IKAP_{t-i} = \left( \frac{p_t(1-\chi_t) - z_{1,t}}{a_3(b_1+1)} \right)^{\frac{1}{b_1}} \cdot \sum_{i=1}^{10} \left( \frac{GR_t \cdot z_{2,t-i}}{b_2 \cdot ckap} \right)^{\frac{1}{b_2-1}}$$

Første, andre og tredje likhet følger fra hhv likning (5.8), (5.2) og (5.6).

**A.2.b.4 Utledning av likning (5.10):**

Vi bruker følgende versjon av likning (5.9)

$$q_t^* = \omega_t \cdot KAP_t, \omega_t = \left( \frac{p_t(1-\chi_t) - z_{1,t}}{a_3(b_1+1)} \right)^{\frac{1}{b_1}}, KAP_t = \sum_{i=1}^{10} \left( \frac{GR_{t-i} \cdot z_{2,t-i}}{b_2 \cdot ckap} \right)^{\frac{1}{b_2-1}}$$

Skift i  $\omega$  skjer en gang. Endret tilpasning vil være den samme for alle perioder slik at:

$$\frac{\partial \omega_{t+k}}{\partial y_{t+k}} = \frac{\partial \omega_t}{\partial y_t}, k \geq 0$$

Siden skift i eksogen variabel skjer en gang og produsentene tilpasser seg optimalt vil endringen i investering, relativt til situasjonen før skiftet, være den samme for alle etterfølgende perioder. Dette gir følgende:

$$\frac{\partial KAP_t}{\partial y_t} \omega_t = 0, \frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial y_t} \omega_{t+1} = \frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial y_t} \omega_t, \frac{\partial KAP_{t+2}}{\partial y_t} \omega_{t+2} = 2 \cdot \frac{\partial KAP_t}{\partial y_t} \omega_t, \dots, \frac{\partial KAP_{t+10}}{\partial y_t} \omega_{t+10} = 10 \cdot \frac{\partial KAP_t}{\partial y_t} \omega_t$$

Dynamikken i siste likning følger av likning (5.2) Vi finner dermed at

$$\frac{\partial q_{t+k}^*}{\partial y_t} = \frac{\partial \omega_{t+k}}{\partial y_t} KAP_{t+k} + \frac{\partial KAP_{t+k}}{\partial y_t} \omega_{t+k} = \frac{\partial \omega_t}{\partial y_t} KAP_t + k \cdot \frac{\partial KAP_{t+1}}{\partial y_t} \omega_t, k = 0, 1, \dots, 10$$